

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**  
**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



Proyecto Fin de Carrera

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO- ECONÓMICA  
DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN EN UN  
HOSPITAL**

Titulación: Ingeniería Técnica Industrial: Electrónica Industrial

Autor: José Manuel Blanco Martínez

Tutor: Esteban Patricio Domínguez González-Seco

OCTUBRE 2015

*Agradecimientos:*

*En primer lugar, quiero agradecer a mi mujer Ana y a mis hijas, Irene y Ester, el apoyo recibido en este difícil tiempo que hemos pasado. Os quiero.*

*En segundo lugar, agradecer a mis padres todo el esfuerzo que han dedicado en su vida para que pudiera estudiar y culminar esta tarea.*

*Agradecer también la ayuda recibida de aquellas personas, no me quiero olvidar de nadie, que me han hecho la vida más fácil y llevadera en este último tiempo de dificultad.*

*Por último, agradecer a Esteban Domínguez por darme esta oportunidad y su inestimable ayuda para la realización de este proyecto.*

## Resumen

El objeto del presente documento es documentar la instalación de una cogeneración en un hospital, sistema que permita cubrir parte de la demanda térmica de la instalación hospitalaria, a la vez que permita producir energía eléctrica para su autoconsumo en el propio centro y/o vertido a la red eléctrica.

La cogeneración permite un mejor aprovechamiento del combustible y una mayor eficiencia energética, alcanzando rendimientos de hasta el 90%.

Actualmente hay unos 30 hospitales que cuentan con una cogeneración dentro del denominado régimen especial. De ellas dos han solicitado la baja de dicho sistema.

Sin duda son muchas las ventajas técnico-económicas y medioambientales que hasta el momento han fomentado la instalación de cogeneraciones en centros hospitalarios.

No obstante lo anterior, hay que reconocer que actualmente nos encontramos en una situación de incertidumbre regulatoria (normativa y de precios), creada en el ámbito de las energías renovables y la eficiencia energética, que lastra cualquier intento de nuevas inversiones en esta tecnología.

Durante los últimos años, el Gobierno ha tomado varias medidas en este sector que afectan plenamente al desarrollo de nuevas instalaciones de cogeneración, afectando sobre todo a las ya existentes. La primera medida aprobada el pasado año 2012 en el sector eléctrico fue el RDL 1/2012 que suspendió el registro de preasignación de retribución y eliminó los incentivos económicos, tales como tarifas reguladas, primas y límites para las nuevas instalaciones de cogeneración.

No obstante, una instalación bien diseñada basada en el aprovechamiento del calor útil, entendiendo como calor útil, el calor producido en un proceso de cogeneración para satisfacer una demanda económicamente justificable de calor o refrigeración, puede ser beneficioso para tratar de disminuir los elevados costes energéticos, cuya proyección además es de importantes incrementos anuales.

Partiendo de los datos, facilitados por el hospital, correspondientes al consumo térmico y al consumo eléctrico, se analiza, tras describir las distintas topologías existentes de cogeneración, cual es aquella que mejor se adapta a las necesidades del hospital.

Se evalúa la mejor opción a nivel técnico, es decir, tecnología de cogeneración más adecuada, tanto por rendimiento como por el espacio utilizado para acometer la instalación. Se calcula el REE para ver si cumple con el REE mínimo establecido para esta tecnología en un 55 %

La solución adoptada es un sistema modular, con un motor alternativo de gas natural, cuyo rendimiento total es del 86,3 %.

Y se evalúa si esta opción es viable a nivel económico, es decir, desde el punto de vista de la inversión, analizando el PAYBACK, el VAN y el TIR, en un período de 10 años.

La inversión realizada es de 1.850.000,00 €, cuyo payback o plazo de recuperación es de poco más de 4 años, con un VAN de 740.164 € y un TIR de 16,75 %, de lo que se deduce que la inversión realizada es viable en cuanto a rentabilidad se refiere.

## ÍNDICE

1. MEMORIA DESCRIPTIVA .....	6
1.1 COGENERACIÓN .....	6
1.1.1 ASPECTOS GENERALES DE LA COGENERACIÓN.....	6
1.1.2 CARACTERÍSTICAS DE UNA INSTALACIÓN DE COGENERACIÓN .....	7
1.1.3 TERMODINÁMICA DE LA COGENERACIÓN .....	8
1.1.4 PARÁMETROS EN UNA PLANTA DE COGENERACIÓN.....	9
1.1.5 TECNOLOGÍAS DE COGENERACIÓN.....	11
1.2 LA COGENERACIÓN EN ESPAÑA .....	24
1.3 POTENCIAL Y BARRERAS AL DESARROLLO DE LA COGENERACIÓN ....	28
1.3.1 BARRERAS ECONÓMICAS .....	28
1.3.2 BARRERAS FINANCIERAS .....	29
1.3.3 BARRERAS ADMINISTRATIVAS.....	29
1.3.4 INCERTIDUMBRE.....	30
2. MARCO NORMATIVO .....	31
3. DATOS DEL HOSPITAL .....	33
3.1 DESCRIPCIÓN DEL HOSPITAL.....	33
3.2 DATOS DE PARTIDA .....	34
3.2.1 CONSUMOS TÉRMICOS .....	34
3.2.2 CONSUMOS ELÉCTRICOS .....	35
4. DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA .....	37
4.1 DESCRIPCIÓN DEL MOTOR DE COGENERACIÓN.....	38
4.2 CÁLCULO DEL REE Y DEL RENDIMIENTO GLOBAL.....	40
4.3 ACTUACIÓN SOBRE INSTALACIONES MECÁNICAS.....	42
4.3.1 MOTOR DE COGENERACIÓN .....	42
4.3.2 RED DE GAS .....	43
4.3.3 CONEXIÓN HIDRÁULICA DEL MOTOR .....	44
4.4 ACTUACIÓN SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS .....	48
4.4.1 INSTALACIÓN EN ALTA TENSIÓN.....	51
4.4.2 INSTALACIÓN EN BAJA TENSIÓN .....	53
4.4.3 LÍNEAS ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN.....	56
4.4.4 DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS .....	56
4.4.5 ALUMBRADO EN EL INTERIOR DEL PREFABRICADO .....	58
4.4.6 REDES DE PUESTA A TIERRA .....	59

4.5	PLANOS .....	60
4.5.1	ESQUEMA DE PRINCIPIO .....	60
5.	ESTUDIO ECONÓMICO .....	63
5.1	INTRODUCCIÓN.....	63
5.2	INDICADORES ECONÓMICOS.....	63
5.2.1	PERÍODO DE RETORNO BRUTO DE LA INVERSIÓN .....	64
5.2.2	VALOR ACTUAL NETO (VAN) .....	64
5.2.3	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) .....	65
5.3	ESTUDIO ECONÓMICO SIN COGENERACIÓN .....	65
5.4	ESTUDIO ECONÓMICO CON COGENERACIÓN .....	66
5.5	CÁLCULOS DE INDICADORES.....	69
5.5.1	PAY-BACK .....	69
5.5.2	VAN .....	70
5.5.3	TIR .....	70
6.	CONCLUSIONES .....	70
7.	BIBLIOGRAFÍA .....	71
8.	ANEXOS.....	72
8.1	ANEXO 1. LISTADO DE FIGURAS .....	72
8.2	ANEXO 2. LISTADO DE TABLAS .....	73
8.3	ANEXO 3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS CATÁLOGO MÓDULO G3520E.....	74

# 1. MEMORIA DESCRIPTIVA

## 1.1 Cogeneración

### 1.1.1 Aspectos generales de la cogeneración

La cogeneración se ocupa de analizar la búsqueda de nuevas fuentes de energía útil, de modo que al combinarlas entre ellas, podamos obtener una mayor cantidad de energía disponible a partir de los recursos que se obtienen del medio ambiente, que como se sabe son limitados.

Se enmarca, por lo tanto, en el ámbito del ahorro energético, en el aprovechamiento de los recursos naturales disponibles y en la búsqueda de nuevas alternativas para la mejora y optimización de los procesos industriales. Al mismo tiempo se reduce el impacto que tienen estos procesos sobre el medio ambiente.

La cogeneración resulta de la aplicación práctica de una serie de materias relacionadas, como por ejemplo, electricidad, física, termodinámica.

Hoy en día, el término cogeneración es ampliamente conocido y podemos definirlo como el conjunto de tecnologías aplicadas a la producción simultánea de energía térmica y energía eléctrica, a partir de la misma fuente de energía primaria.

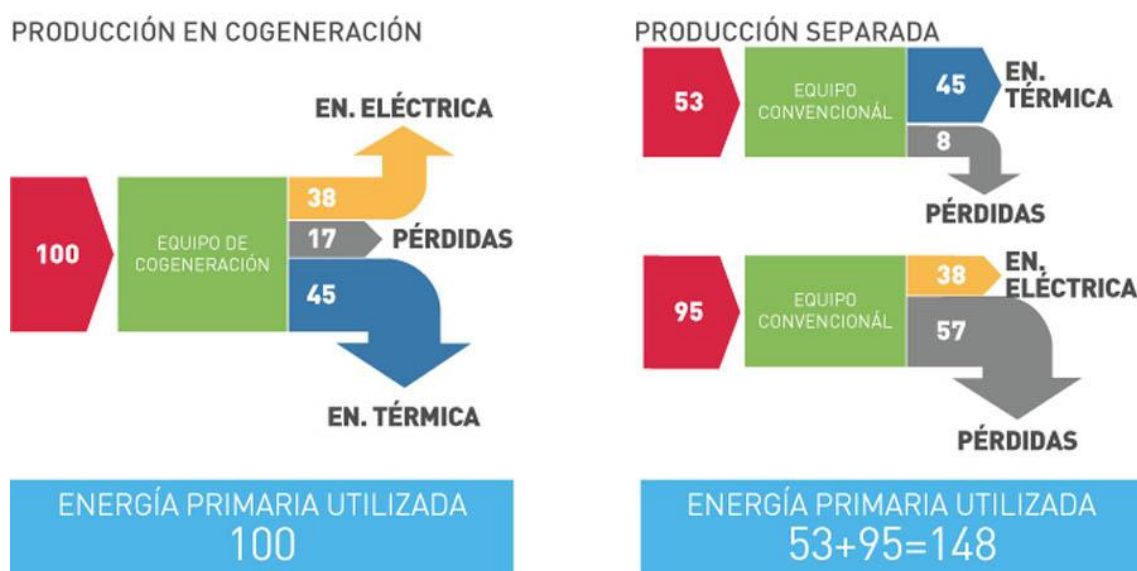


Figura 1. Diagrama de cogeneración. Fuente: ENDESA

## 1.1.2 Características de una instalación de cogeneración

En el apartado anterior se ha podido ver dos de las principales ventajas de la cogeneración, como son: una mayor eficiencia energética y un mejor aprovechamiento de los recursos disponibles.

El rendimiento de un sistema de cogeneración suele estar en el orden del 80%-90%.



**Figura 2. Diagrama comparativo entre producción con cogeneración y producción separada. Fuente: GRUPO AB**

La mayor eficiencia energética, implica una reducción de los gases de emisión, y por lo tanto, una reducción no solo de los gases tóxicos y contaminantes ( $NO_x$ , CO y partículas sólidas), sino de los gases de efecto invernadero ( $CO_2$  principalmente).

En los distintos sistemas de cogeneración, se utilizan distintos combustibles, debido a la gran diversidad de tecnologías y procesos aplicados, lo que proporciona una diversificación al sistema energético,



reduciendo la dependencia del petróleo, que como se sabe, su precio es tremendamente volátil.

Otra de las ventajas de la cogeneración, es la garantía en el suministro eléctrico. En primer lugar, respecto a una mayor estabilidad de la red eléctrica debido a la menor carga de las líneas en épocas de mucha demanda, y en segundo lugar, respecto a una disminución de pérdidas de energía debido a que el consumo se realiza en donde se produce.

La cogeneración tiene una utilidad económica y social importante, debido al aumento en investigación y desarrollo y a la creación de puestos de trabajo directos e indirectos.

Como inconvenientes, se puede decir sobre la cogeneración la necesidad de una inversión económica importante y de personal cualificado con un alto grado de formación, problemas en cuanto al espacio y la localización, debido a condicionantes de seguridad, normativa medioambiental, y por último pero no menos importante la incertidumbre regulatoria.

### **1.1.3 Termodinámica de la cogeneración**

La Termodinámica es aquella rama de la Física que estudia los intercambios de calor y de energía. La cogeneración se fundamenta en la Termodinámica, a través de sus leyes o principios.

El primer principio de la Termodinámica, dice que, en un sistema termodinámico, la variación de energía interna depende de la energía aportada al sistema, en forma de calor absorbido, y de la energía cedida por el sistema, en forma de trabajo realizado.

$$\Delta U = Q - W$$

El segundo principio de la Termodinámica, dice que no se puede extraer calor de un sistema y convertirlo completamente en trabajo. Este segundo



principio hace referencia a la no idealidad de los procesos, es decir, a que el rendimiento de un proceso no puede ser del 100%.

$$\Delta S = \frac{Q}{T + \sigma}$$

Carnot, en base a estos principios, definió el rendimiento de una máquina térmica reversible (sin variación de energía interna) como:

$$\eta = \frac{W}{Q_c} = \frac{(Q_c - Q_f)}{Q_c} = 1 - \frac{Q_f}{Q_c}$$

En definitiva, el máximo rendimiento que puede obtenerse es:

$$\eta = 1 - \frac{T_f}{T_c}$$

#### **1.1.4 Parámetros en una planta de cogeneración**

Uno de los objetivos principales de la cogeneración es el de maximizar los rendimientos (eléctrico y térmico).

Se define rendimiento eléctrico como el cociente entre la energía eléctrica producida por la planta y la energía térmica aportada por el combustible:

$$\eta_e = \frac{E}{Q}$$

$E$  = Energía eléctrica generada por un sistema de cogeneración ( $kWh_e$ )

$Q$  = Energía térmica primaria ( $kWh_t$ ), obtenida multiplicando el combustible consumido por su Poder Calorífico Inferior (PCI)

Se define rendimiento térmico como el cociente del calor útil producido por el sistema de cogeneración entre la energía térmica aportada por el combustible:

$$\eta_g = \frac{V}{Q}$$

$V$  = Calor útil producido ( $kWh_t$ )

Se define rendimiento global como el cociente de la energía producida (eléctrica y calor útil) entre la energía térmica del combustible:

$$\eta_g = \frac{E + V}{Q}$$

Uno de los principales parámetros en la cogeneración es el rendimiento eléctrico equivalente, que se utiliza para evaluar la eficiencia y el aprovechamiento de la energía primaria:

$$R_{EE} = \frac{E}{Q - \frac{V}{E_{refH}}}$$

$E_{refH}$  = Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor

Cualquier sistema de cogeneración debe tener un  $R_{EE}$  igual o superior a un  $R_{EE}$  mínimo establecido según el tipo de instalación (ver tabla 2).

### 1.1.5 Tecnologías de cogeneración

La clasificación más empleada a la hora de distinguir entre los distintos sistemas de cogeneración es la que se basa en el tipo de motor primario que se utiliza para producir la energía eléctrica.

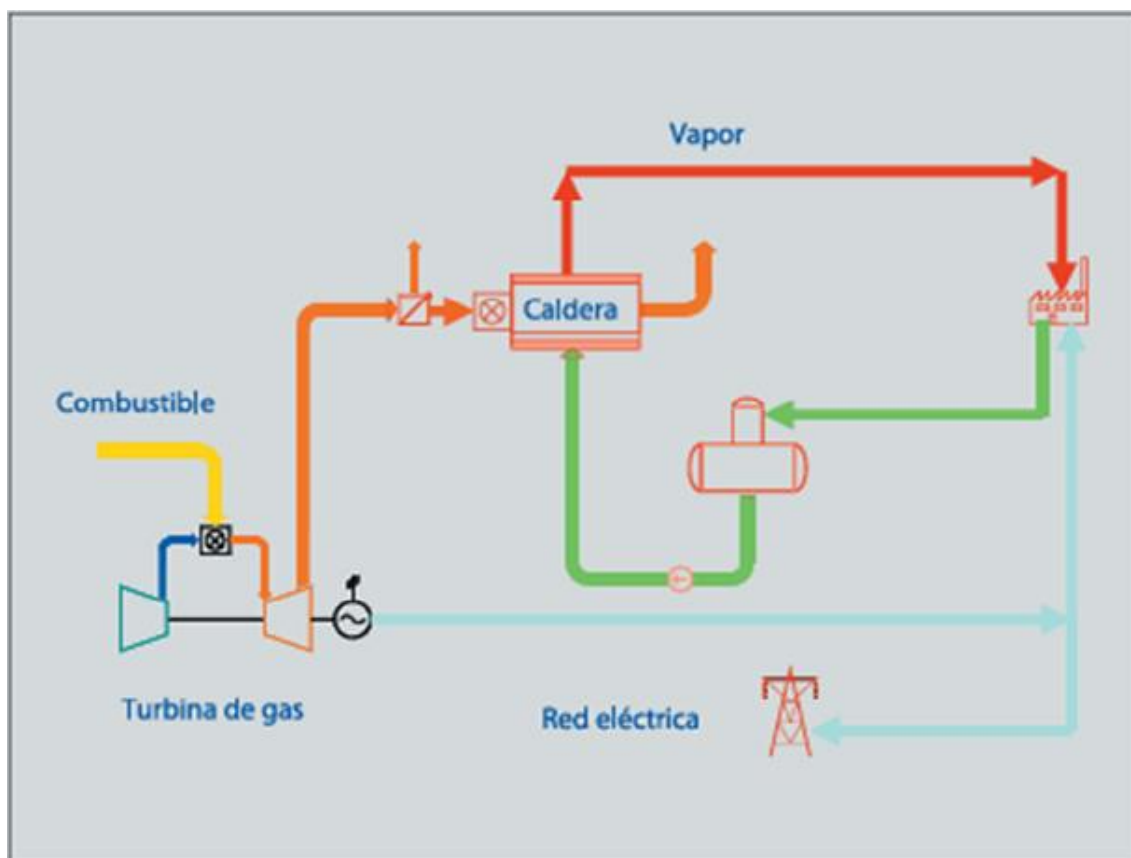
#### 1.1.5.1 Cogeneración con turbina de gas

Las turbinas de gas funcionan según el ciclo termodinámico de Brayton y constan, independientemente de la configuración en la que se utilice, básicamente de tres componentes:

- Compresor
- Cámara de combustión
- Turbina

Además de estos tres elementos hay que añadir un sistema de recuperación del calor que, mediante una caldera recupera el calor a través de los gases de escape (aproximadamente 500°C).

En este tipo de cogeneración, se quema el combustible en un turbogenerador, produciéndose energía mecánica, que a su vez, gracias a un alternador, se convierte en energía eléctrica.



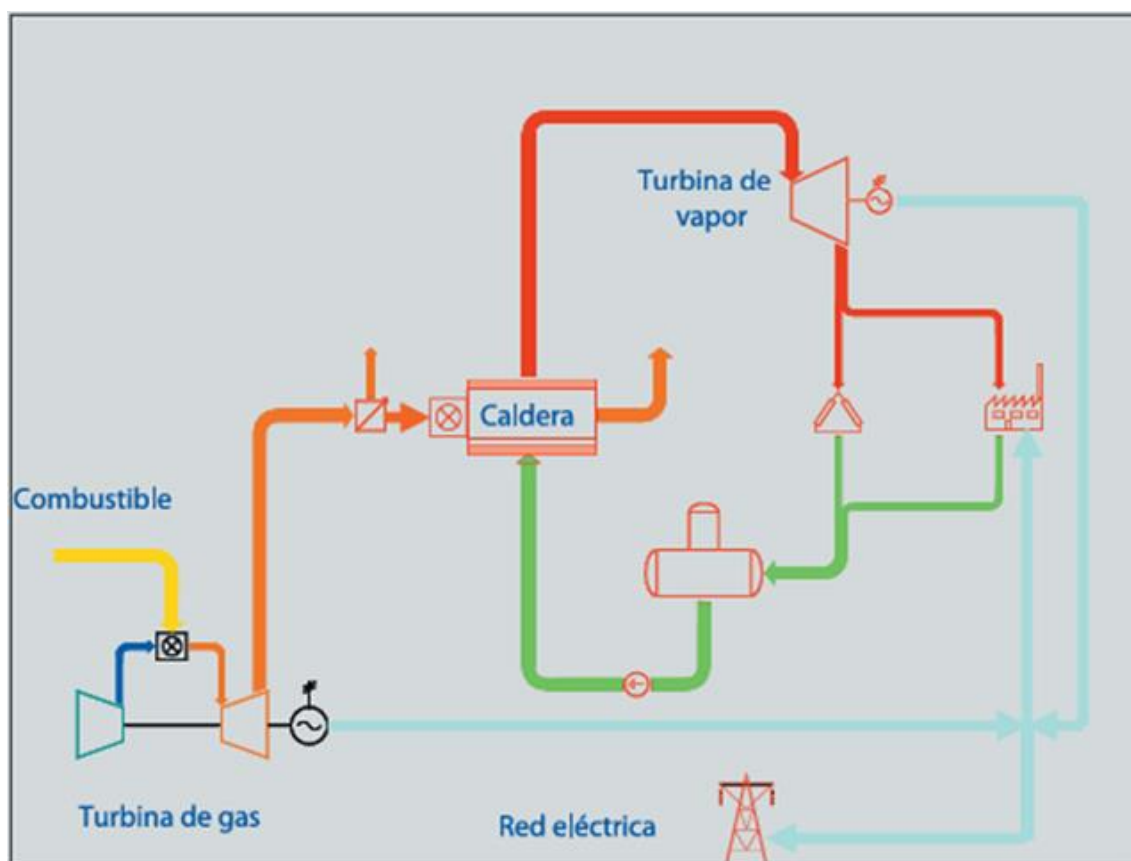
**Figura 3. Esquema de planta de cogeneración con turbina de gas. Fuente: GUÍA DE LA COGENERACIÓN (FENERCOM)**

El aire entra en el compresor donde se incrementa su presión y, debido al trabajo aportado, también aumenta su temperatura. Posteriormente se mezcla con el combustible, obteniéndose un incremento notable de temperatura y de volumen. Los gases calientes se expanden produciendo trabajo en la turbina tanto para proporcionar energía necesaria para el compresor como para proporcionar energía a un alternador que es el encargado de producir electricidad. El calor generado en el proceso de combustión es el que se recupera mediante la caldera.

Una variante de la cogeneración con turbina de gas simple es la cogeneración en ciclo combinado, en la cual se utilizan conjuntamente una turbina de gas y una turbina de vapor.

Este sistema mejora la eficiencia con respecto al anterior, debido a que se produce energía eléctrica adicional en la expansión que ocurre en la turbina de vapor, además del vapor a baja presión (escape de dicha turbina).

Cuando hay un descenso de consumo térmico, el vapor sobrante se lleva a un condensador para aprovechar al máximo la energía eléctrica adicional, anteriormente mencionada.

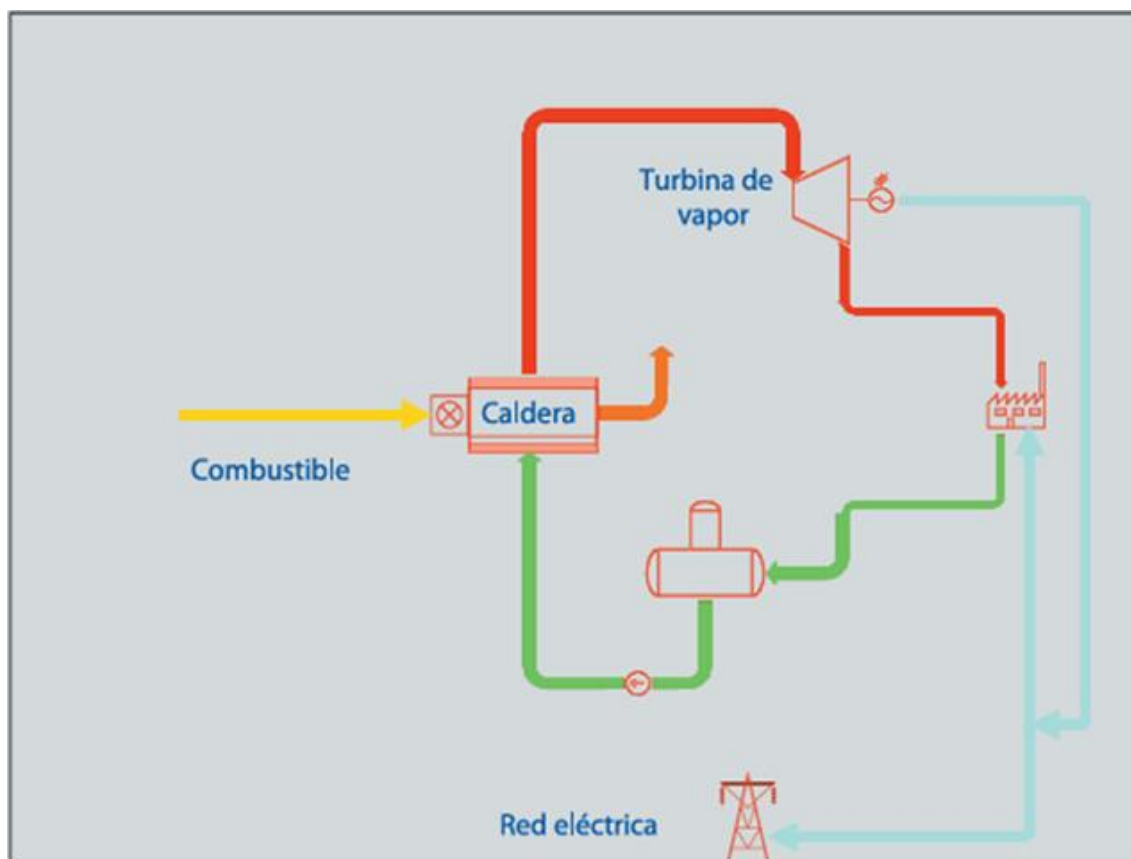


**Figura 4. Esquema de planta de cogeneración con turbina de gas en ciclo combinado. Fuente: GUÍA DE LA COGENERACIÓN (FENERCOM)**

### 1.1.5.2 Cogeneración con turbina de vapor

Las turbinas de vapor han sido las máquinas más utilizadas en los sistemas de cogeneración durante muchos años. Hoy en día su uso ha quedado reducido a ciclos combinados principalmente.

En la caldera se evapora el agua para convertirlo en vapor que se sobrecalienta y se envía a la turbina a alta presión para producir energía eléctrica. A la salida de la turbina el vapor sale con menor presión y menor temperatura.



**Figura 5. Esquema de planta de cogeneración con turbina de vapor. Fuente: GUÍA DE LA COGENERACIÓN (FENERCOM)**

### 1.1.5.3 Cogeneración con motores alternativos

Los motores alternativos de combustión interna son los más utilizados para la transformación de la energía química de los combustibles en trabajo mecánico.

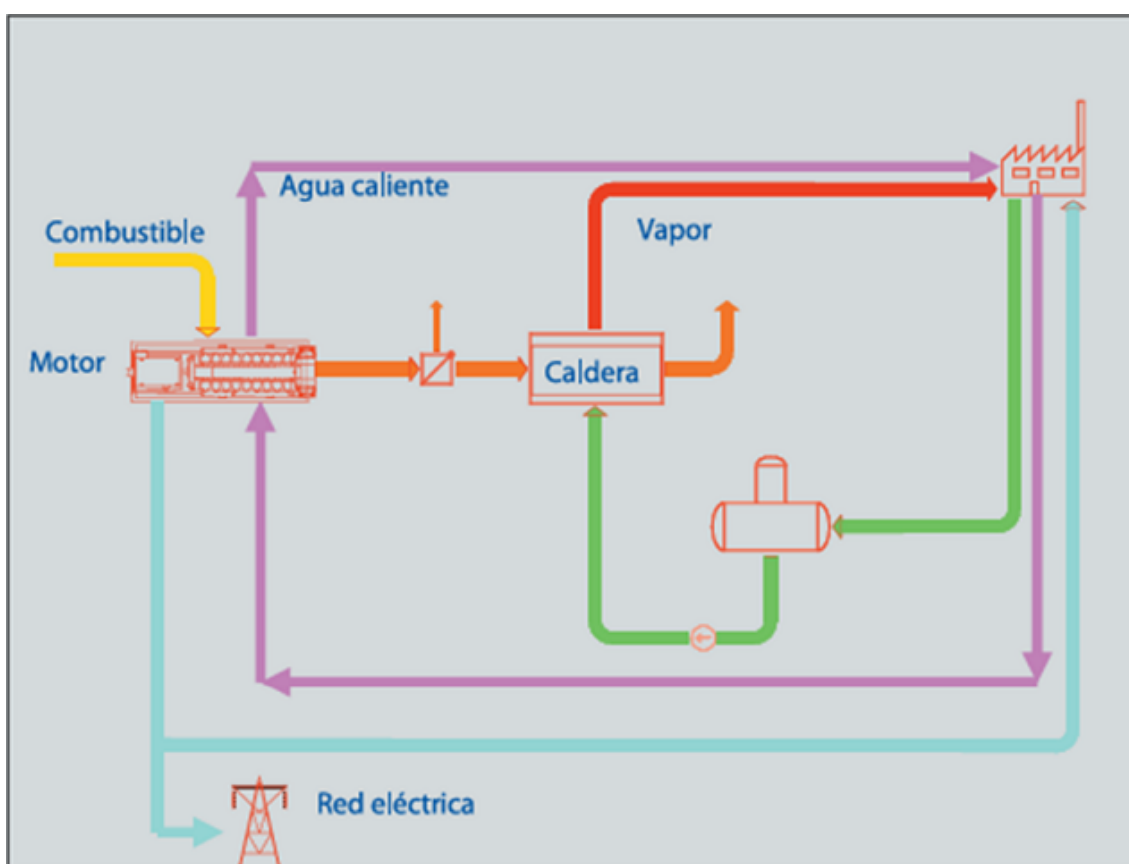
La principal ventaja de esta tipología de cogeneración es su eficiencia eléctrica elevada, debido a que transforman un alto porcentaje de la potencia como trabajo en el eje.

Estos motores se basan en los ciclos termodinámicos Otto y Diesel, y utilizan como combustible gas natural, gasóleo o fuel-oil. La diferencia entre ambos es el modo de encendido, pues en el caso del ciclo Otto el

encendido se realiza por chispa y en el caso del ciclo Diesel se realiza por compresión.

Se introducen en el sistema tanto el aire como el combustible y, una vez realizada la combustión, se obtiene la energía química liberada en forma de mezcla de gases a alta temperatura y a alta presión, que genera energía mecánica para producir electricidad.

La energía térmica proveniente de los gases de escape del motor se recupera en una caldera de recuperación que produce vapor.



**Figura 6. Esquema de planta de cogeneración con motor alternativo. Fuente: GUÍA DE LA COGENERACIÓN (FENERCOM)**

Hay casos en los que los gases de escape no se pasan por una caldera, sino que se utiliza el calor procedente del vapor directamente o a través de un intercambiador gas-aire como puede observarse en la siguiente figura.



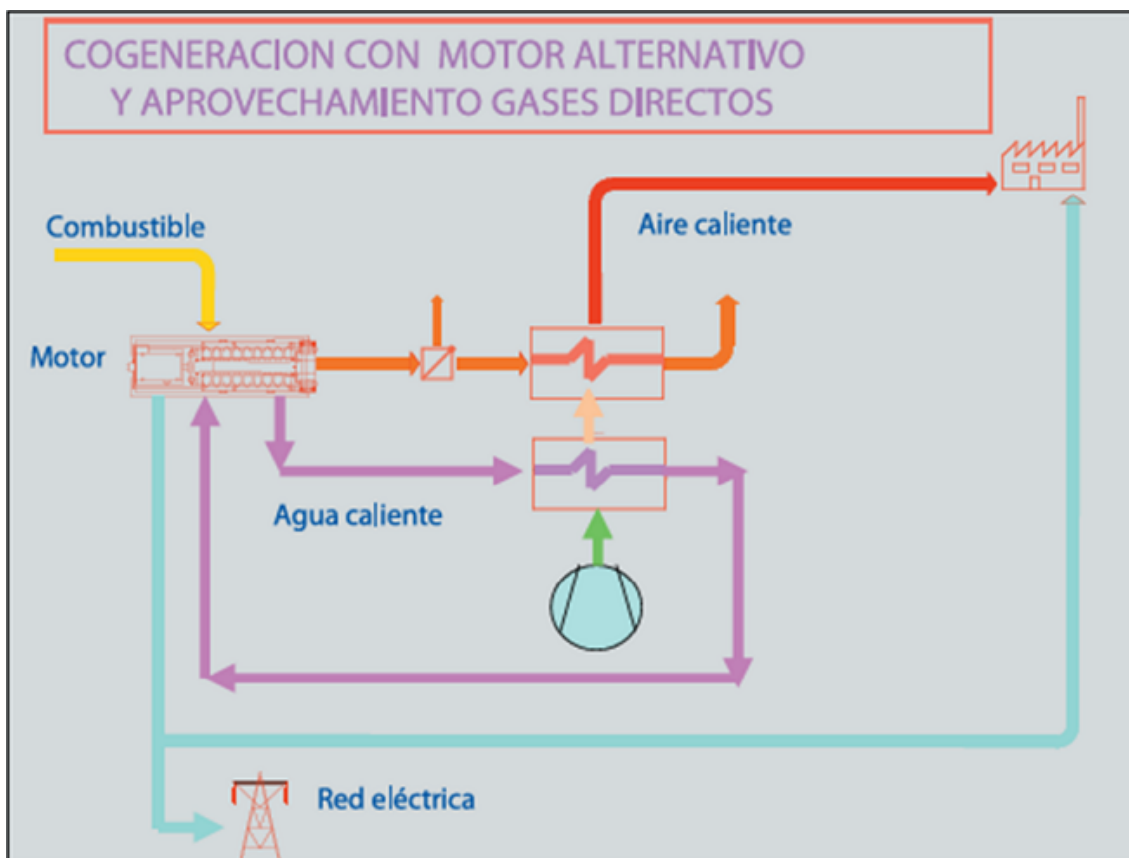
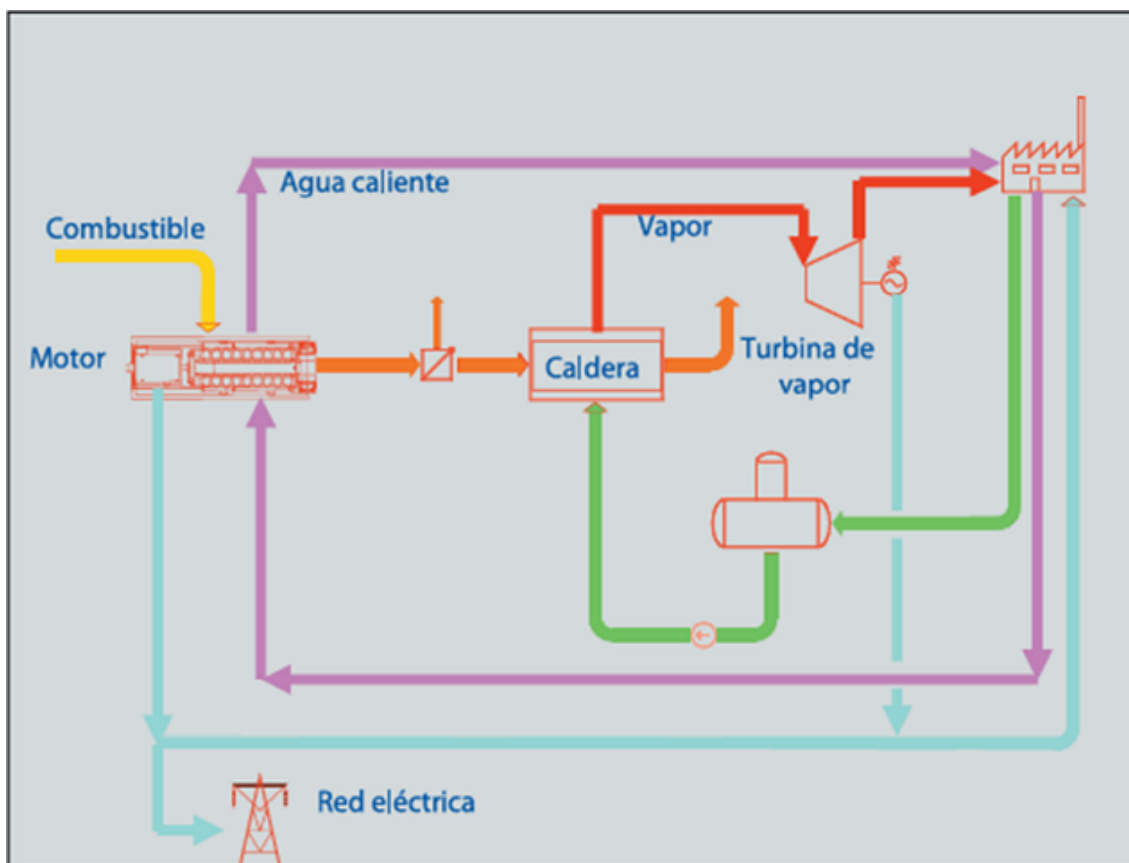


Figura 7. Esquema de planta de cogeneración con motor alternativo sin caldera de recuperación. Fuente: GUÍA DE LA COGENERACIÓN (FENERCOM)

#### 1.1.5.4 Cogeneración con motores alternativos en ciclo combinado

En esta configuración, los gases de escape del motor se llevan a una caldera de recuperación, en la que se produce vapor que a su vez se lleva a una turbina de vapor.



**Figura 8. Esquema de planta de cogeneración con motor alternativo en ciclo combinado. Fuente: GUÍA DE LA COGENERACIÓN (FENERCOM)**

### 1.1.5.5 Trigeneración

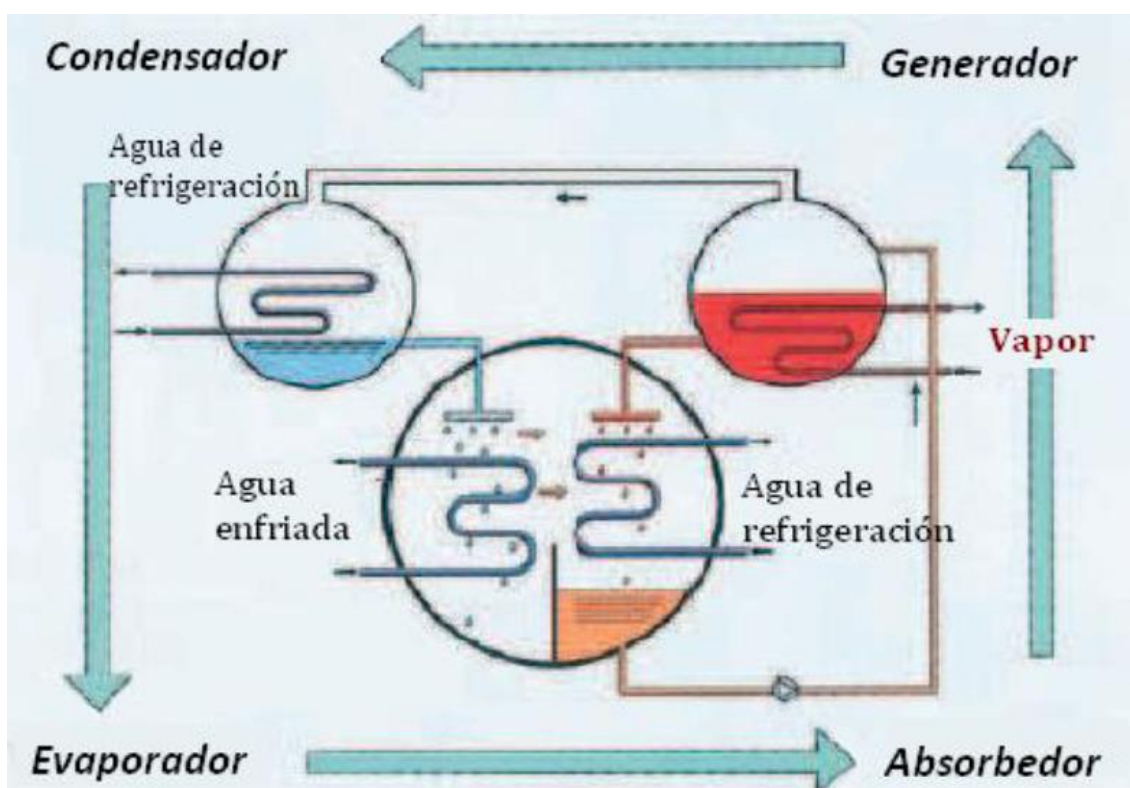
La generación simultánea de energía térmica en forma de calor, energía térmica en forma de frío y electricidad ha dado lugar al término trigeneración.

La obtención de frío se realiza gracias a las máquinas de absorción de calor (amoníaco o bromuro de litio), y es útil en aquellas instalaciones que tienen una necesidad de refrigeración, como es el sector terciario (oficinas, hospitales,...), en las que es necesario la disponibilidad de agua fría, principalmente en verano. Se obtiene, por tanto, calor y frío de forma simultánea aprovechando el calor residual de otro proceso.

La eficiencia energética no se evalúa por el rendimiento térmico de la máquina, que no sería muy alto, sino por el ahorro energético eléctrico en comparación con otro sistema de producción de frío.

La máquina de absorción es un sistema clave en la rentabilización de instalaciones de cogeneración ya que se puede obtener calor, frío y electricidad. Permite disponer de una curva de demanda térmica más homogénea a lo largo del año.

Hay dos tipos de máquinas: una que utiliza el agua como refrigerante y bromuro de litio como absorbente (explicada en este documento) y otra en la que el refrigerante es el amoníaco y el absorbedor es el agua.



**Figura 9. Esquema simplificado unidad de absorción. Fuente: GUÍA DE LA COGENERACIÓN (FENERCOM)**

Los elementos o etapas presentes en la máquina de absorción son:

- Generador: se obtiene vapor de refrigerante, en este caso agua, gracias al efecto de la fuente de calor sobre la solución de refrigerante y absorbente.

- Condensador: el vapor a alta presión y temperatura, proveniente del generador, es condensado por la circulación, a través de un intercambiador, de un fluido de refrigeración (agua de las torres de refrigeración).
- Evaporador: es un intercambiador de calor por el que circula el agua que se enfría gracias al efecto que realiza el vertido de agua que viene del condensador sobre dicho intercambiador. El agua condensada se evapora al entrar en contacto con el intercambiador.
- Absorbedor: en esta etapa, el vapor generado en el evaporador es absorbido por el bromuro de litio. Se genera calor que es necesario enfriar mediante el circuito de refrigeración (normalmente es el mismo circuito presente en el condensador).

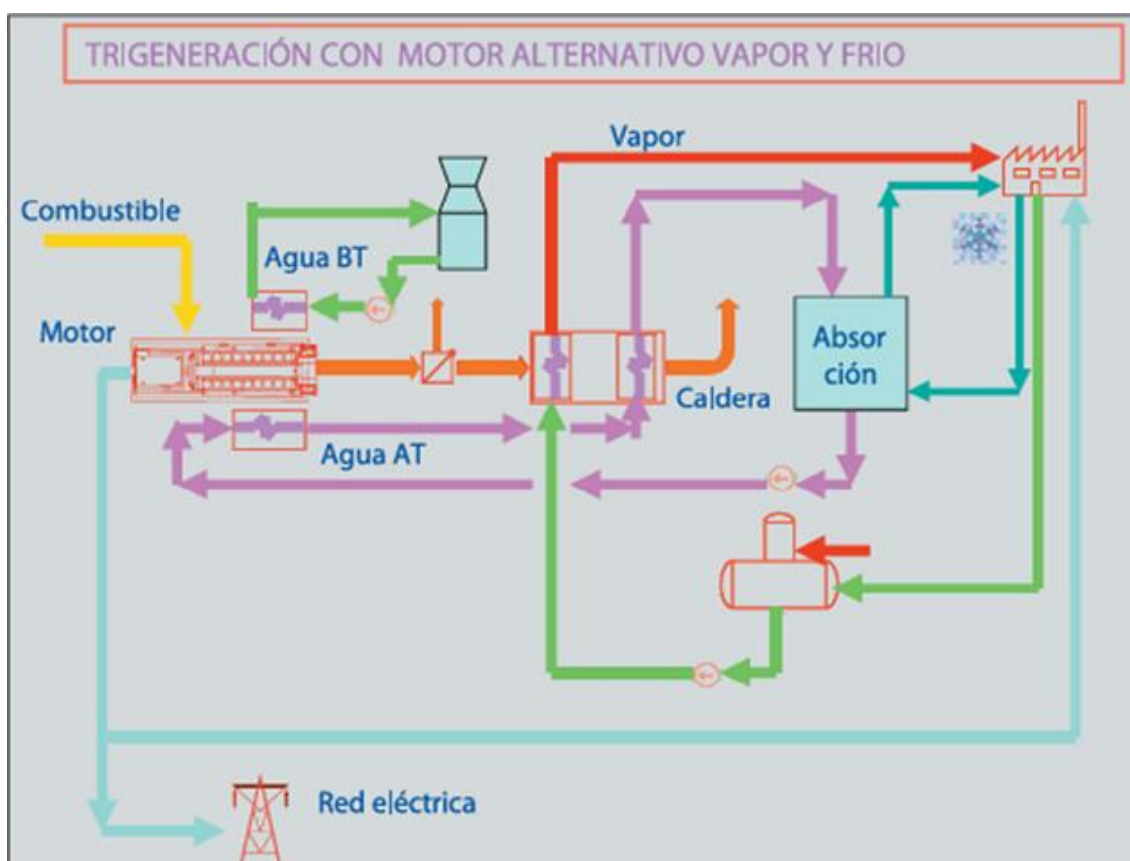


Figura 10. Esquema de planta de trigeneración con motor alternativo. Fuente: GUÍA DE LA COGENERACIÓN (FENERCOM)

### 1.1.5.6 Microgeneración

La microgeneración es aquella cogeneración a pequeña escala, que se realiza con microturbinas o con micromotores de combustión. Este tipo de cogeneración es interesante, para su utilización en el sector terciario, debido al que rango de potencia utilizada es adecuada para este tipo de edificios.

En las siguientes figuras se observa la notable diferencia en cuanto a rendimiento entre un sistema convencional y un sistema con microgeneración.



**Figura 11. Esquema de planta convencional. Fuente: GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN**



**Figura 12. Esquema de planta de microgeneración. Fuente: GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN**

Según el Código Técnico de Edificación (CTE), es posible utilizar este tipo de tecnología, parcial o totalmente, en lugar de una instalación solar para la

producción de ACS, puesto que ofrece una serie de ventajas con respecto a ella:

- independencia con respecto a la climatología
- necesidad de espacios más reducidos y una disminución en cuanto al impacto medioambiental
- ahorro de energía primaria, por lo tanto aumento del rendimiento y reducción de emisiones contaminantes

El funcionamiento de las microturbinas es similar al de las turbinas para cogeneración. Como ventaja es que ofrecen un mejor rendimiento eléctrico debido a que tienen un ciclo de regeneración. La temperatura de los gases de escape es inferior a la de las turbinas convencionales y suele ser de 300 °C.

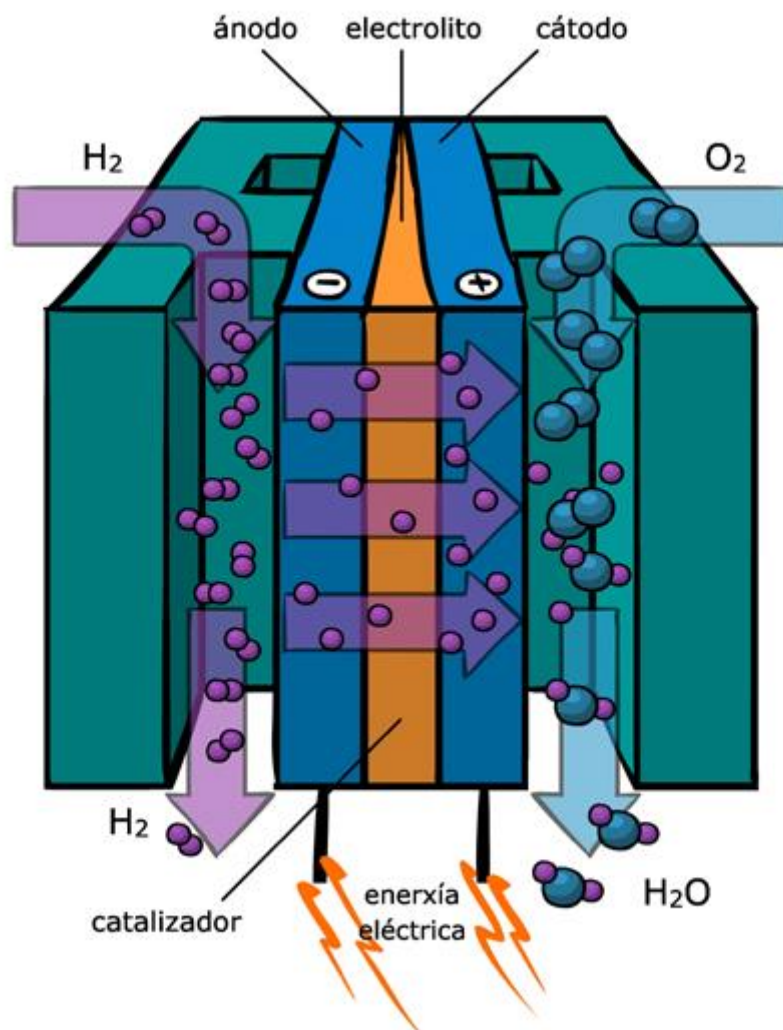
En los micromotores de combustión interna se recupera, tanto el calor de los gases de escape como del circuito de refrigeración del motor, y se diseñan para que su tiempo de funcionamiento sea alto y continuo.

Las ventajas de la microgeneración son que presentan un menor número de partes móviles, un menor peso, un menor ruido y un menor mantenimiento.

A la obtención de frío con esta tecnología se le denomina microtrigeneración y las diferencias con respecto a la trigeneración no son destacables.

#### **1.1.5.7 Pilas de combustible**

Las pilas de combustible son elementos que, a través de un proceso electroquímico, convierten energía química en energía eléctrica. Constan de dos electrodos, ánodo y cátodo, y de un electrolito. En el ánodo se produce la oxidación del combustible y en el cátodo se produce la reducción del oxígeno del aire. El electrolito permite la circulación de los iones producidos en las dos reacciones.



**Figura 13. Esquema de pila de combustible (Hidrógeno). Fuente: CLIMÁNTICA**

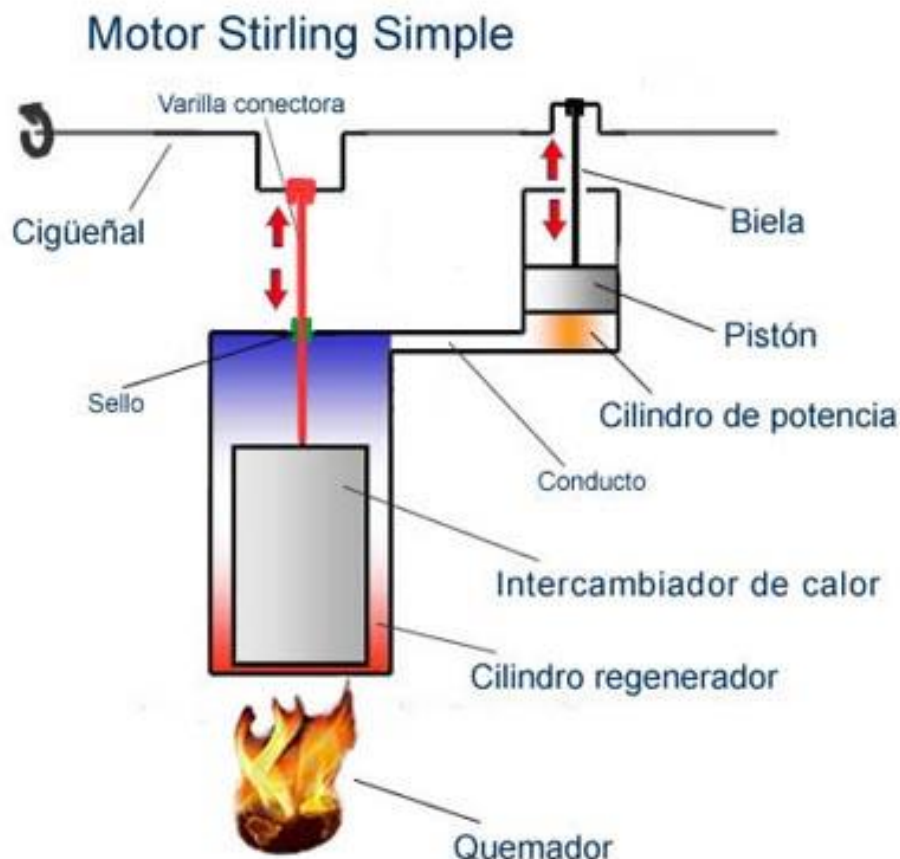
Como ventajas destacables están el buen rendimiento que ofrecen (40%-50%), y que producen cantidades mucho más pequeñas de contaminantes tanto a nivel de emisiones como de ruido. A esto se añade un bajo mantenimiento, por lo que son adecuadas para el sector terciario, transporte y aplicaciones portátiles.

El mayor inconveniente que presentan las pilas de combustible es el elevado coste de producción.



### 1.1.5.8 Motores Stirling

Los motores Stirling son motores térmicos de ciclo cerrado que convierten la energía térmica en energía mecánica. Son motores de combustión externa, es decir, que pueden funcionar con cualquier fuente de calor externa, lo que facilita el uso de distintos combustibles.



**Figura 14. Esquema de motor Stirling simple. Fuente: HÍBRIDOS Y ELÉCTRICOS**

El proceso consiste en que el fluido de trabajo se somete a compresiones y expansiones, generando un trabajo mecánico que se convierte en energía eléctrica. Suelen llevar incorporado un regenerador, cuya misión es absorber y entregar calor al fluido de trabajo, incrementando la velocidad del ciclo y disminuyendo el consumo de combustible.



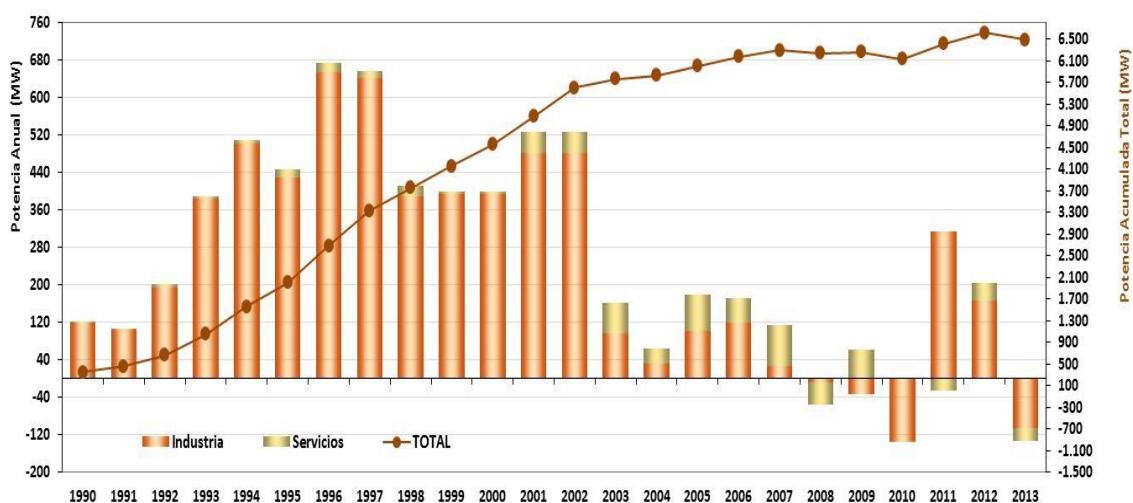
Hay tres tipos de motores Stirling, según su construcción: alfa, beta y ganma.

Las ventajas más importantes de este tipo de motores, además de la variedad de fuentes de calor que se pueden utilizar, es el bajo nivel de ruido y de emisiones.

Es importante destacar que utilizando como fuente de calor la energía solar, la energía eléctrica producida es totalmente limpia.

## 1.2 La cogeneración en España

En el siguiente gráfico se puede ver la evolución anual hasta el año 2013 en España de la potencia de cogeneración total instalada, distinguiendo el sector industrial del sector servicios.



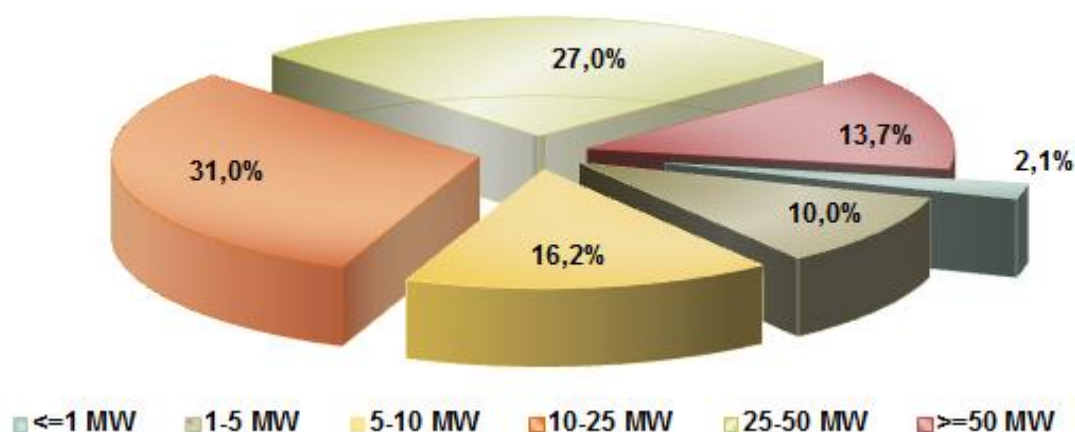
**Figura 15. Evolución Nacional Potencia Instalada. Fuente: MINETUR/IDAE**

El número de instalaciones en el año 2013 era de 727 con una potencia eléctrica instalada de 6.486,7 MW, lo que significa un descenso del 2,02% con respecto al año 2012.

Del gráfico anterior se obtienen varias conclusiones:

- A partir del año 2003 la potencia instalada en el sector servicios es prácticamente la misma que la instalada en el sector industrial. Hasta ese año la potencia instalada en la industria era claramente superior.
- En los últimos años esa tendencia del sector servicios se ha visto frenada y la industria la ha vuelto a superar claramente.
- Debido al cierre de plantas de cogeneración aparecen años con crecimiento negativo.

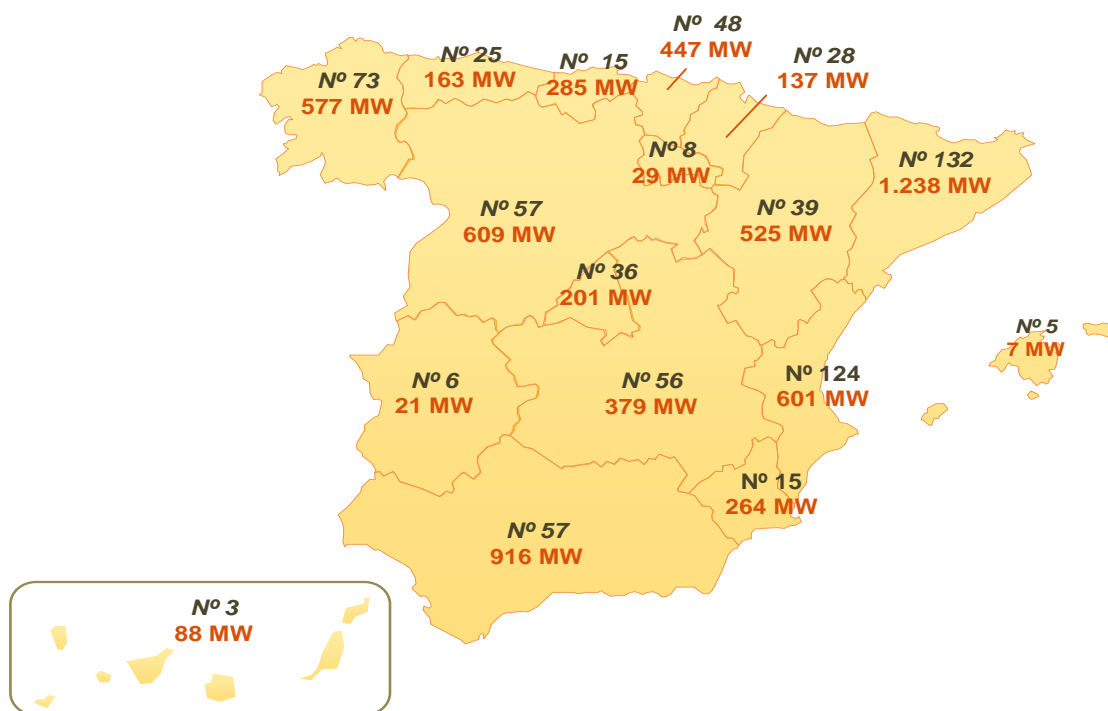
Si analizamos la distribución de las instalaciones según la potencia instalada en cada planta, como vemos en el siguiente gráfico, entre los 10MW y los 50 MW se sitúan aproximadamente el 60% del total.



**Figura 16. Distribución de las instalaciones por rango de potencia instalada.**

**Fuente: MINETUR/IDAE**

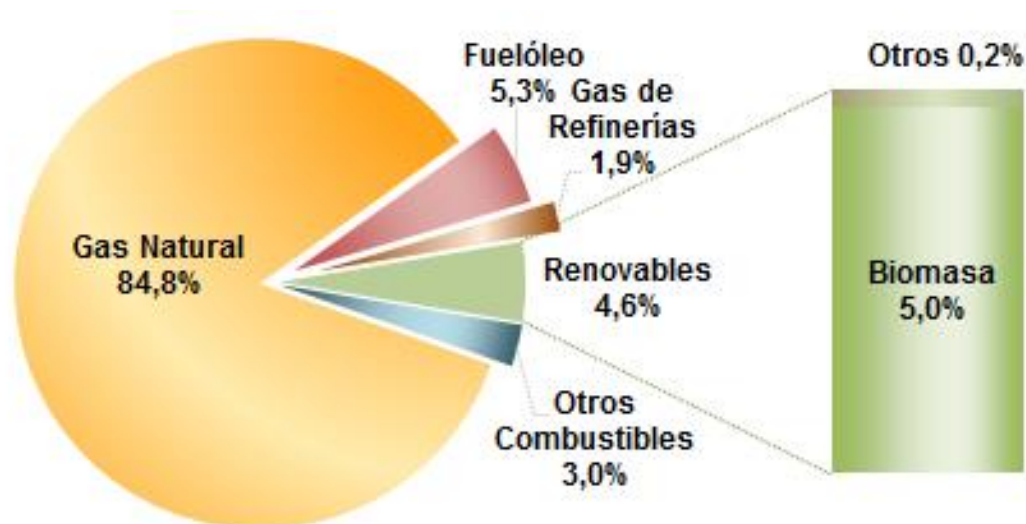
A nivel de comunidades autónomas, Cataluña destaca sobre el resto en cuanto a potencia instalada y a número de instalaciones, seguida de Andalucía y de Castilla y León.



**Figura 17. Potencia instalada por CCAA. Fuente: MINETUR/IDEA**

Cabe resaltar, el aumento del 42,13% que se ha producido en La Rioja con respecto al año 2012, y en el País Vasco con un aumento del 15%. Es importante también ver la posición que ocupa la Comunidad de Madrid, que con un reparto del 3%, se sitúa muy por debajo de otras comunidades autónomas.

La producción eléctrica total en el año 2013 fue de 30.791 GWh, lo que supone un descenso con respecto al 2012 de un 12,86%. En el siguiente gráfico se observan los porcentajes de los distintos combustibles para la generación de dicha energía eléctrica y como el gas natural es el más utilizado, además con mucha diferencia sobre el resto.



**Figura 18. Estructura de la producción eléctrica. Fuente: MINETUR/IDEA**

Según previsión de ACOGEN, el balance de la cogeneración en España en el año 2014, supondrá un descenso del 20% tanto en la energía eléctrica producida como en la exportada y un descenso notable en el número de instalaciones.

**BALANCE DE LA COGENERACIÓN EN 2014**

Mill. kWh/año	2014	2013	%
Energía eléctrica producida ***	26.000	32.400	-20%
Energía eléctrica exportada***	20.500	25.358	-19%
Potencia MW*	4.382	5.978	-27%
Nº de instalaciones**	626	999	-37%

*Datos históricos oficiales 2013 y previsiones cierre 2014*

\* Potencia inscrita en registro CNMC en 2014. En 2014 se contabilizan las plantas en funcionamiento

\*\* Nº de Plantas inscritas CNMC. Para 2014 se contabilizan las plantas en funcionamiento

\*\*\* Previsión anual ACOGEN

**Figura 19. Balance cogeneración 2014. Fuente: ACOGEN**

A la vista de esta situación, si no hay un cambio importante sobre todo a nivel legislativo, podemos encontrarnos con una situación que suponga, entre otros problemas, una pérdida importante de puestos de trabajo, una

disminución de eficiencia energética y una pérdida de competitividad a nivel empresarial.

Según una nota de prensa de ACOGEN del 24 de Febrero de 2015 y corroborando sus previsiones, en el sector de la cogeneración se ha producido el cierre de un centenar de plantas y se ha reducido en un 20% la producción.

### **1.3 Potencial y barreras al desarrollo de la cogeneración**

En apartados anteriores se han visto las ventajas tan importantes que tiene la cogeneración:

- Eficiencia energética y reducción de emisiones tóxicas y contaminantes.
- Garantía en el suministro eléctrico (estabilidad y reducción de pérdidas)
- Abre nuevas líneas de investigación y, por lo tanto, aumento de puestos de trabajo.

Aun así, existen importantes barreras que impiden el crecimiento de las plantas de cogeneración y, viendo la tendencia negativa existente en estos últimos años, será prácticamente imposible cumplir con los objetivos propuestos por el IDEA en el Plan de Energías Renovables (PANER 2011-2020).

#### **1.3.1 Barreras económicas**

- Riesgo elevado con respecto a otras tecnologías, debido entre otros temas al marco regulatorio. Además es necesario una disminución en el tiempo de recuperación de la inversión y un ajuste de la tasa de retorno.
- Dependencia total del funcionamiento del sector industrial o terciario, es decir, el cese temporal o definitivo de las actividades

desarrolladas en ambos sectores implica la parada de la planta de cogeneración asociada. Esto se acentúa en una época como la actual debido a la crisis que estamos sufriendo.

- Baja rentabilidad, sobre todo en las plantas de cogeneración cuyas potencias oscilan entre 1 y 25 MW.
- Falta de incentivos para las plantas de cogeneración superiores a 50 MW.

### **1.3.2 Barreras financieras**

- Al igual que existe una dependencia directa de las plantas de cogeneración tanto con la industria como con el sector servicios, existe una clara dependencia a nivel de financiación, en la época actual, que no solo afecta a este sector. La falta de financiación impide acometer nuevos proyectos o mejoras en las instalaciones ya existentes.

### **1.3.3 Barreras administrativas**

- El registro de pre-asignación de potencia añade dificultad burocrática y no se justifica como control especulativo, dado que el potencial de cogeneración es acotado por requerir la existencia de una demanda de calor útil.
- Existe ambigüedad, y aplicación desigual por comunidades autónomas, en los criterios de aplicación del incentivo a la renovación.
- El acceso al punto de red tiene una dificultad específica para el cogenerador, que se une a las trabas de algunas distribuidoras a la aceptación de soluciones que permitan la operación en isla.
- La gestión de la cogeneración tiene una complejidad creciente, lo que hace necesario facilitar el desarrollo de las ESCOs para su crecimiento.

### 1.3.4 Incertidumbre

- Existe incertidumbre sobre las asignaciones futuras de derechos de CO<sub>2</sub> y se espera que con el RD 413/2014 y la Orden IET/1045/2014 se haya aclarado algo el marco retributivo que, hasta ahora generaba muchas dudas.

## **2. MARCO NORMATIVO**

El 10 de Junio de 2014 se publicó en el BOE el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Este Real Decreto se complementa con la Orden IET/1045/2014, de 6 de junio, publicada en el BOE el 20 de junio de 2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

La Orden IET/1344/2015, de 2 de julio, publicada en el BOE el 7 de julio de 2015, por la que se aprueban las instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece las instalaciones tipo necesarias que no fueron incluidas en la Orden IET /1045/2014 así como sus parámetros retributivos.

Con anterioridad, las normas que han regulado la producción de energía eléctrica mediante cogeneración han sido:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción eléctrica en régimen especial.



- Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El RD 413/2014 recoge los derechos y las obligaciones de los titulares de las plantas renovables, y junto con la Orden IET/1045/2014, que contiene la retribución exacta de dichas plantas renovables, sustituyen al RD 661/2007.

Según el RD 413/2014, la energía eléctrica procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración tiene prioridad de acceso y de conexión a la red. Además, tendrá prioridad de despacho la energía procedente de plantas renovables y a continuación la procedente de cogeneración, siempre que estén en igualdad de condiciones económicas en el mercado.

En el Anexo XVI del RD 413/2014, se establece el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente mínimo, por el que las instalaciones en las que se aproveche el calor útil para climatización de edificios (ámbito de aplicación de este proyecto) serán retribuidas.

Según la Orden IET/1045/2014, se considerarán dos periodos semestrales, de octubre a marzo y de abril a septiembre, para la aplicación del régimen retributivo, siempre que se cumplan las condiciones de eficiencia energética descritas en el RD 413/2014.

Hoy en día, existe el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, elaborado por el IDEA, que incluye los elementos esenciales del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020. El objetivo que se recoge en el PER y que se aprobó en el Congreso de los Diputados es que las energías renovables tuvieran una presencia del 20,8% en el año 2020.

### 3. DATOS DEL HOSPITAL

El objeto de este proyecto es el estudio de la instalación de un sistema de cogeneración en un hospital, que permita cubrir parte de la demanda térmica de la totalidad del hospital, a la vez que permita producir energía eléctrica para su consumo en el propio centro y/o aportación a la red eléctrica.

#### 3.1 Descripción del hospital

La superficie construida está distribuida de acuerdo a la siguiente tabla:

Superficie construida ( $m^2$ )	
Hospitalización	38.397
Servicios Ambulatorios	13.175
Servicios Centrales de Diagnóstico y Tratamiento	27.071
Unidades de Soporte Asistencial	7.865
Unidades de Servicios Generales	10.520
Unidades de Soporte Logístico	3.152
Circulaciones	19.106
Instalaciones Generales	16.291
Edificio Industrial	10.012
Urbanización y Helipuerto	38.045
Aparcamiento	63.615
Accesos y Pérgolas	14.121
Espacio de Reserva	3.035

Tabla 1. Superficie construida por áreas. Fuente: HOSPITAL

En el edificio industrial están instalados aquellos equipos que cubren las necesidades térmicas y eléctricas del hospital.

Para dimensionar una planta de cogeneración, se utiliza como base la demanda de calor útil que debería producirse con combustible, normalmente gas natural.

Este dimensionamiento de la planta requiere un análisis de los distintos procesos demandantes de calor del hospital y de sus necesidades energéticas.

Gracias a la empresa concesionaria del hospital, se cuenta con la información necesaria (datos horarios) para realizar un estudio correcto de la instalación de cogeneración. Los datos aportados corresponden a los últimos 3 años y son fiables debido a que han sido monitorizados desde el comienzo de la explotación.

Para cubrir la demanda de calefacción y ACS, el hospital cuenta con 6 calderas de distintas potencias:

- Caldera 1: 2.600 kW
- Caldera 2: 3.200 kW
- Calderas 3, 4, 5 y 6: 5.300 kW

A estas calderas se suma una aportación de energía procedente de la instalación solar.

## **3.2 Datos de partida**

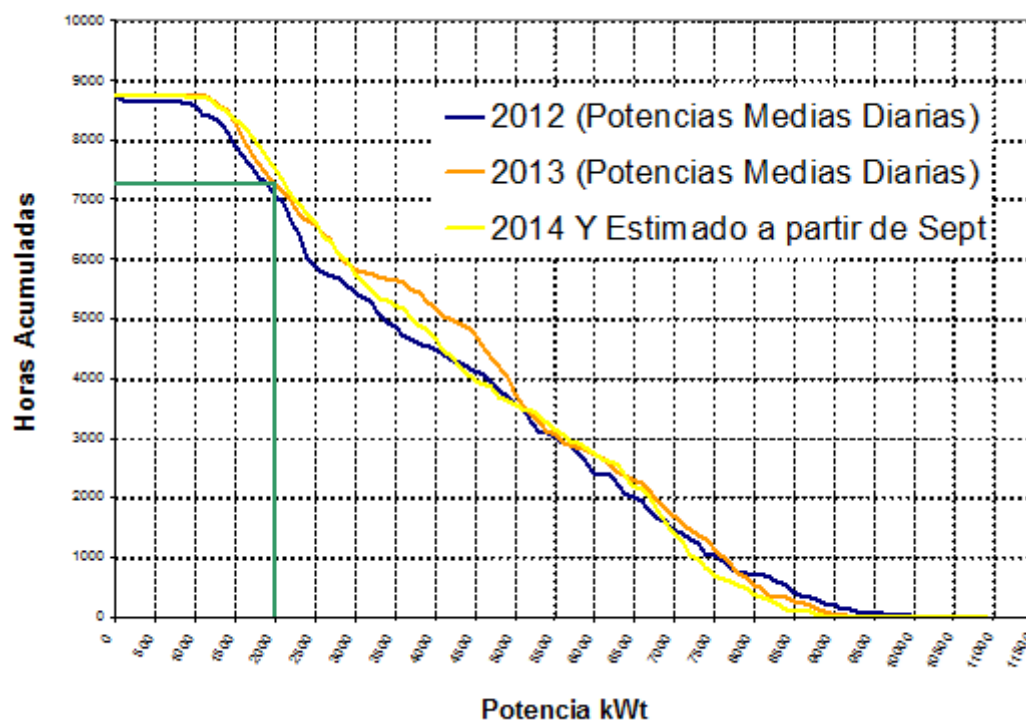
### **3.2.1 Consumos térmicos**

Los consumos térmicos utilizarán gas natural como combustible.

Según los datos históricos de consumos suministrados por la propiedad se considerará una demanda térmica media, en los que están incluidas todos aquellos consumos de las distintas necesidades térmicas del hospital (calefacción, ACS,...).



A la hora de calcular la demanda térmica que debe cubrir la cogeneración, se estima una potencia térmica base correspondiente al funcionamiento del complejo un mínimo de 7.000 horas anuales, con lo que se estima una demanda térmica base de unos 2.000 kWt.



**Figura 20. Histórico potencia térmica demandada hospital. Fuente: HOSPITAL**

Las necesidades globales medias de gas natural serían aproximadamente de 30 GWht.

### 3.2.2 Consumos eléctricos

Los consumos eléctricos facilitados por el hospital se pueden ver en la siguiente curva de carga. Los consumos eléctricos medios son aproximadamente de unos 20 GWhe/año.

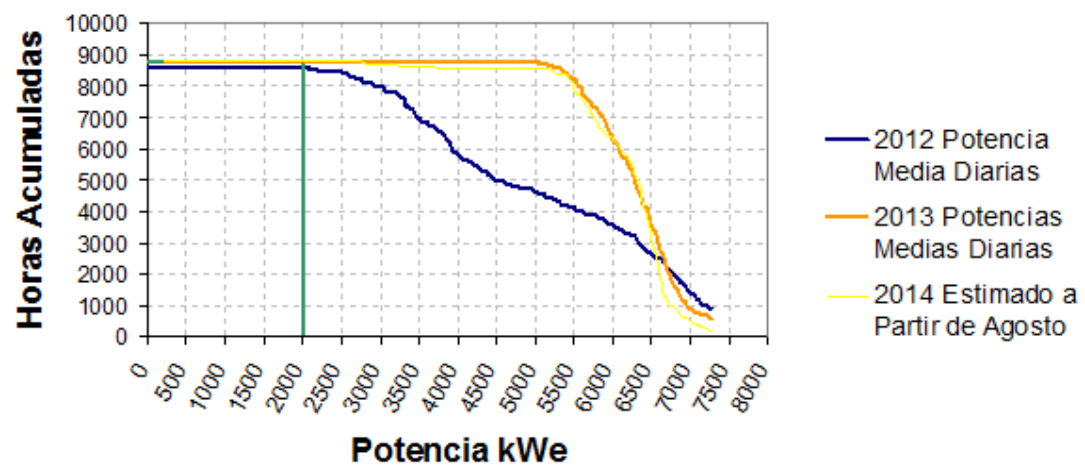


Figura 21. Histórico potencia eléctrica demandada hospital. Fuente: HOSPITAL

## 4. DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA

Como se ha comentado anteriormente, el dimensionamiento de la planta de cogeneración se realiza de manera que se aprovechen todos los calores residuales del sistema de cogeneración, en los diferentes procesos demandantes de calor del hospital (calor útil) y de forma que la producción de electricidad cumpla con el mínimo rendimiento eléctrico equivalente (REE).

En este caso se opta por la tecnología cuyo motor primario es un motor alternativo cuyo combustible es gas natural, debido a que los consumos térmicos no son muy elevados y a baja presión, además de una relación calor-electricidad pequeña.

El motor elegido debe cumplir un REE superior al mínimo REE establecido en el RD 661/2007 y que no se modifica en el nuevo RD 413/2014.

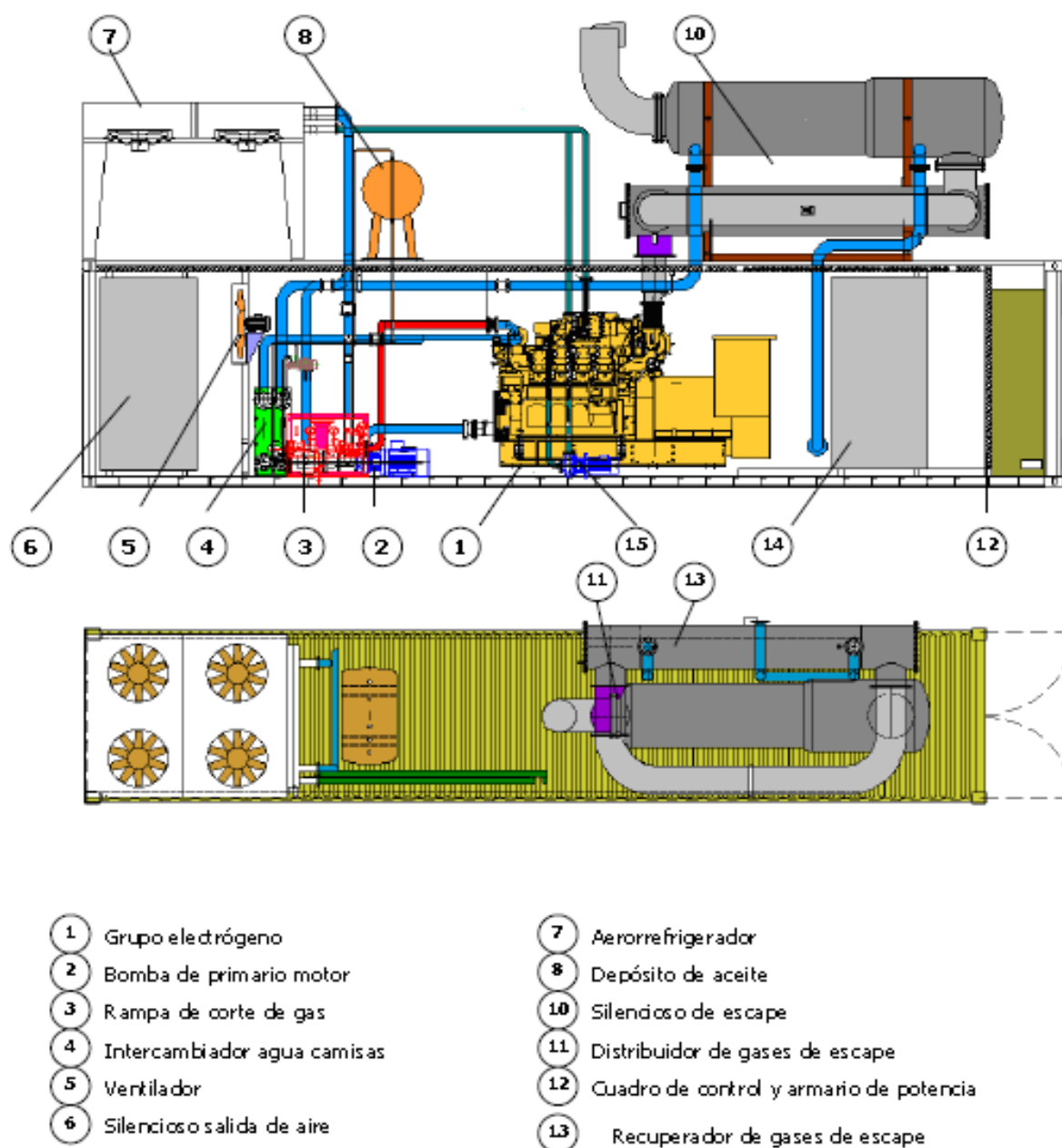
Tipo de combustible	Rendimiento Eléctrico Equivalente [%]
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural y GLP en motores térmicos	55
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59
Otras tecnologías y/o combustibles	59

**Tabla 2. REE. Fuente: BOE**

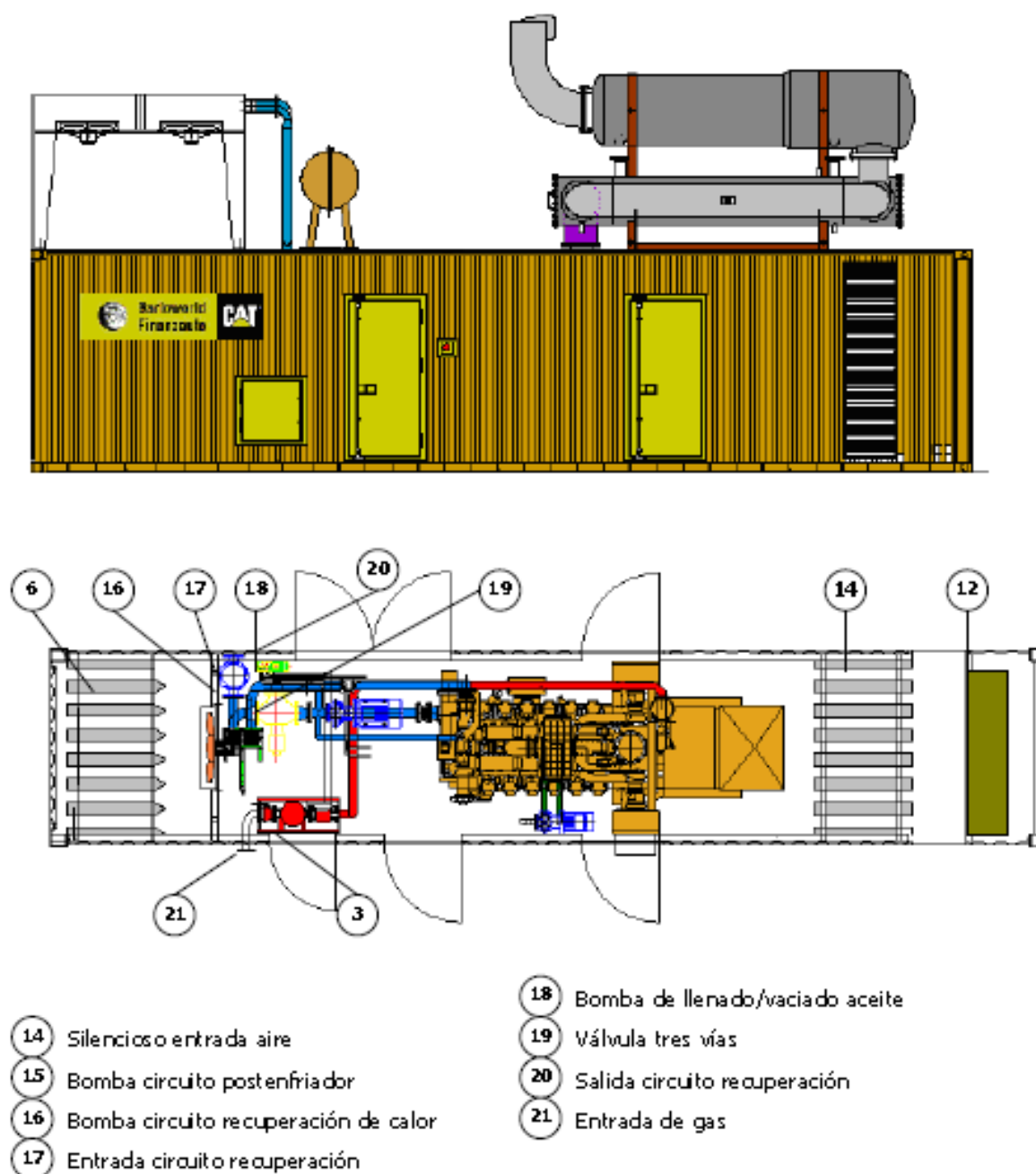
## 4.1 Descripción del motor de cogeneración

Actualmente hay diferentes opciones de fabricantes y de equipos. La opción modular es aquella que más encaja en las necesidades de dimensionamiento del hospital.

Se toma como base para el estudio un **motor CATERPILLAR G3520E**.



**Figura 22. Representación esquemática (1) motor-generador G3520E. Fuente: CATERPILLAR**



**Figura 23. Representación esquemática (2) motor-generator G3520E. Fuente: CATERPILLAR**

El módulo de cogeneración es un sistema totalmente montado y listo para funcionar que proporciona energía eléctrica y agua caliente en un espacio reducido y que se instala fácilmente.



Este módulo se ofrece en contenedor insonorizado que permite un nivel de ruido apto para el entorno hospitalario en el que nos encontramos.

Las ventajas que ofrece este módulo de cogeneración son las siguientes:

- No requiere realización de obra civil costosa. Solamente hay que tener un suelo con suficiente resistencia y planitud. Se prevé por tanto la instalación de una solera con las dimensiones adecuadas para soportar el peso del compacto.
- Menor coste de inversión, frente a instalaciones en sala.
- Plazo reducido de entrega, debido al diseño modular.

Prestaciones módulo G3520E	
Potencia eléctrica	2.022 kWe
Calor recuperable agua de camisas	1.181 kW +/- 10%
Calor en gases de escape (hasta 120 °C)	1.123 kW +/- 10%
Caudal de gases de escape	8.549 Nm <sup>3</sup> /h
T <sup>a</sup> salida agua máxima (Ts)	94 °C
Temperatura entrada recuperador	85 °C
Temperatura salida recuperador	90 °C
Nivel sonoro	82 dBA a 1 m, s/ISO 8528

**Tabla 3. Prestaciones módulo G3520E. Fuente: CATERPILLAR**

## 4.2 Cálculo del REE y del rendimiento global

Según los datos obtenidos en el apartado “consumos térmicos”, se debe dimensionar el sistema de cogeneración para cubrir la demanda térmica base, estimada en 2MWt.

$$R_{EE} = \frac{E}{Q - \frac{V}{E_{refH}}}$$

Según datos del fabricante, con el motor de cogeneración funcionando a plena carga (100 %), los valores de la electricidad producida por el motor (E) y como el consumo de gas en el motor (Q) son:

$$E = 14.154.000 \text{ kWhe}$$

$$Q = 33.460.000 \text{ kWht}$$

La demanda térmica útil es, según se indica en el apartado 3.2.1, de 2.000 kWt. Es aquel valor de potencia térmica estimada para un funcionamiento del complejo de 7000 horas.

$$R_{EE} = \frac{14.154.000 \text{ kWhe}}{33.460.000 \text{ kWht} - \frac{14.000.000 \text{ kWht}}{0,9}} = 79,1 \%$$

El rendimiento eléctrico equivalente es de un 79,1 % por lo que cumple el requisito de REE mínimo de un 55 %.

Y el rendimiento global de la instalación es, según la siguiente fórmula, de:

$$\eta_g = \frac{E + V}{Q}$$

$$\eta_g = \frac{14.154.000 \text{ kWhe} + 14.000.000 \text{ kWht}}{33.460.000 \text{ kWht}} = 84,1 \%$$

Para la incorporación del motor al sistema, se describen las actuaciones a realizar sobre las distintas instalaciones:

## **4.3 Actuación sobre instalaciones mecánicas**

### **4.3.1 Motor de cogeneración**

El módulo de cogeneración está formado por el conjunto montado y compacto de los siguientes elementos:

- Grupo electrógeno Caterpillar a gas natural, modelo G3520E de 2000 kW a 1500 rpm, 50 Hz, 400 V.
- Circuito de recuperación de calor de agua de camisas mediante intercambiador de calor de placas, incluyendo una bomba para el movimiento de agua.
- Instalación de escape, compuesta por silencioso de escape y distribuidor que regula el paso de los gases a la caldera o al proceso.
- Aerorrefrigerador doble para evacuación de calor de agua de camisas en caso de que no se recupere y del circuito de baja temperatura.
- Cuadro de control y acoplamiento con red, incluyendo interruptor automático motorizado.
- Rampa de corte para suministro de gas a motor.
- Equipo de medida de energía térmica en agua.
- Instalación del suministro de aceite al motor, incluyendo depósito de 300 litros y bomba de trasiego.
- Contenedor insonorizado que alberga grupo, cuadro, bombas, ventiladores intercambiador, rampa de gas y equipos de medida en su interior y aerorefrigerador, depósito de aceite, silencioso de escape, recuperador de gases de escape y distribuidor de gases de escape sobre el techo, proporcionando un nivel de ruido global de 60 dBA a 1m (incluido el apantallamiento externo a implementar).

### **4.3.2 Red de gas**

Para la instalación del motor de cogeneración en el sistema general del hospital es necesario modificar la red de gas, desde la estación de regulación y medida actual, para poder dotarle de alimentación.

En concreto, el sistema de combustible del motor de cogeneración consta de los siguientes elementos:

#### **4.3.2.1 Rampa de alimentación**

La rampa de alimentación está compuesta por una válvula de corte de accionamiento manual, un filtro con indicación de presión diferencial, dos válvulas monobloque de corte de cierre rápido y de apertura lenta, accionamiento eléctrico y control electrónico de verificación de cierre de las válvulas anteriores.

#### **4.3.2.2 Distribución interior**

Consta de una rampa de corte a motor, fabricada en tubería de acero sin soldadura según DIN-2440 y DN65. En todos los tramos se aplica una mano de pintura antioxidante y una mano de pintura epoxi en color amarillo.

#### **4.3.2.3 Equipo de medida**

El equipo de medida del combustible está compuesto por un contador volumétrico de tipo turbina, clase de precisión 1, cuyo rango de medida es de  $20\%Q_n$  a  $100\%Q_n$ . Está provisto de un totalizador mecánico y un encoder de lectura óptica y un corrector electrónico de medida del tipo PTZ, clase de precisión 0.5. La alimentación eléctrica es mediante una pila interna. Consta de 3 entradas y 4 salidas digitales programables, el

interfaz de comunicaciones es RS485. Tiene una memoria interna con capacidad de almacenamiento de 1500 registros. Se incluye sonda de temperatura PT500 y sonda de presión.

### **4.3.3 Conexión hidráulica del motor**

Es necesaria la conexión de la salida hidráulica del motor al colector de calor del circuito de calefacción existente, que es donde se inyectará la energía térmica generada. En el apartado 4.4 se adjunta el esquema de principio donde se muestran estas actuaciones de manera esquemática.

Las actuaciones a nivel hidráulico que se realizan son las siguientes:

En concreto, a nivel mecánico el motor de cogeneración consta de los siguientes elementos:

#### **4.3.3.1 Silencioso de escape**

El silencioso de escape es de 40 dBA de atenuación y su interior está fabricado en acero carbono.

#### **4.3.3.2 Instalación de escape**

Consta de los conductos de gases de escape, ejecutada en chapa de acero, designación EN-10025 S275, espesor 4 mm, curvada y electrosoldada. El aislamiento térmico es en manta de lana de roca con soporte metálico de acero galvanizado, 125 kg/m<sup>3</sup> de densidad y 120 mm de espesor, y chapado exterior de aluminio. Todos los trazados serán de diámetro DN500.

#### **4.3.3.3 Distribuidor de gases de escape**

El distribuidor de gases de escape es de tres vías y DN500 para la regulación de carga de recuperador, accionamiento eléctrico 400 Vac 3F+N, regulación continua mediante señal analógica 4-20 mA y grado de cierre 99.5 %.

#### **4.3.3.4 Recuperador de gases de escape**

El recuperador de gases de escape es de carcasa y tubos construido según directiva PED 97/23/EC. Los tubos están contruidos en acero 316 Ti y la carcasa en acero. El calor intercambiado es de 1123 kW. La temperatura de entrada es de 85 °C y el salto térmico de 5 °C.

#### **4.3.3.5 Instalación aerorefrigerador**

El aerorefrigerador doble es para el circuito de refrigeración primaria de baja temperatura de motores y para el circuito de refrigeración primaria de alta temperatura, haces de intercambio fabricado en tubos de cobre con aletas de aluminio, paso de aleta 2.1 mm, ventiladores de tipo axial, temperatura ambiente de cálculo 40 °C. La potencia térmica disipada a condiciones nominales es de 171 kW/ud + 16% en el circuito de baja y 1052 kW + 10% en el de alta.

#### **4.3.3.6 Sistema de relleno de aceite**

Para el sistema de relleno de aceite existe un depósito nodriza de 300 litros de capacidad, ubicado sobre el techo del contenedor, una bomba de trasiego de aceite de tipo engranajes, manifold de válvulas para realizar las operaciones de: relleno, vaciado y llenado de carter de grupo, y llenado de depósito nodriza. Las canalizaciones de interconexión entre motor y depósito nodriza viene en tubería de cobre 20/22.



#### **4.3.3.7 Intercambiador de calor**

El intercambiador de calor es de tipo de placas con un bastidor de acero al carbono, placas de acero inoxidable AISI-316 y 0.5 mm de espesor, juntas EPDM. La potencia térmica de intercambio es de 1052 kW +/- 10% para la recuperación de calor del circuito de refrigeración de alta temperatura del motor. La temperatura de entrada es de 63 °C y el salto térmico de 7 °C.

#### **4.3.3.8 Válvula de tres vías agua**

Existe una válvula de tres vías para la regulación de los caudales en el circuito de refrigeración del agua de las camisas del motor.

#### **4.3.3.9 Instalación tuberías agua primarios**

Existen una serie de tuberías, válvulas, e instrumentación para los circuitos primarios de refrigeración de los grupos. Para el circuito de alta temperatura, las tuberías son DIN2448 DN150, y para el de baja temperatura en DN100. Ambos circuitos están provistos de una válvula de corte de tipo mariposa y de una válvula de regulación de tipo asiento, válvulas de tres vías de accionamiento eléctrico y mando mediante señal analógica 4-20 mA, válvulas de retención, válvulas de alivio para presión excesiva, depósitos de expansión del tipo herméticos, purgadores de aire automáticos y manual, puntos de vaciado y llenado de agua de los circuitos, conexiones a máquinas mediante manguitos flexibles, termómetros, manómetros, sondas de temperatura, y aislamiento térmico en base a coquilla de fibra de vidrio y chapado exterior de aluminio.

#### **4.3.3.10 Instalación tuberías agua caliente**

Existen una serie de tuberías, válvulas, e instrumentación para los circuitos de agua caliente, ejecutado en tubería DIN2448 DN150, provisto de una válvula de corte de tipo mariposa y de una válvula de regulación de tipo asiento, válvulas de retención, válvulas de alivio para presión excesiva, depósitos de expansión del tipo herméticos, purgadores de aire automáticos y manual, puntos de vaciado y llenado de agua de los circuitos, conexiones a máquinas mediante manguitos flexibles, termómetros, manómetros, sondas de temperatura, y aislamiento térmico en base a coquilla de fibra de vidrio y chapado exterior de aluminio.

#### **4.3.3.11 Grupos de bombeo primarios**

Hay dos grupos de bombeo para los circuitos primarios de refrigeración del grupo. El grupo de bombeo para el circuito de alta temperatura es de 140 m<sup>3</sup>/h, 300 kPa, 1500 rpm, y 18.5 kW, y el de baja temperatura es de 35 m<sup>3</sup>/h, 200 kPa, 1500 rpm, y 4 kW, ambos de tipo bancada, ejecución según DIN 24255 (EN-733), centrífugos, accionamiento mediante motores eléctricos 3F, 400/690Vac, 50 Hz, grado de protección IP55. Las temperaturas y presiones máximas de trabajo son de 120 °C y 10 bar, respectivamente.

#### **4.3.3.12 Grupo de bombeo secundario**

Hay un grupo de bombeo para el circuito de agua caliente industrial, el dimensionamiento de esta bomba depende de la instalación existente. La bomba será del tipo bancada, ejecución según DIN 24255 (EN-733), accionamiento mediante motor eléctrico 3F, 400/690 Vac, 50 Hz, grado de protección IP55. Las temperaturas y presiones máximas de trabajo son de 120 °C y 10 bar, respectivamente.



#### **4.3.3.13 Equipos de medida energía térmica**

Existe un contador de agua caliente del tipo turbina con su correspondiente par de sondas de temperaturas y calculador electrónico.

#### **4.3.3.14 Sistema de ventilación**

Para el sistema de ventilación viene montado un ventilador axial, cuyo accionamiento es mediante un motor eléctrico 3F, 400/690 Vac, 50 Hz y grado de protección IP55.

### **4.4 Actuación sobre instalaciones eléctricas**

El hospital dispone de una subestación de acometida que recibe la tensión a 45 kV y la transforma a 13,2 kV mediante dos transformadores de 14.000 kVA (uno en reserva del otro) y desde ella, se distribuye a cuatro centros de transformación mediante un circuito en anillo a 13,2 kV.

La cogeneración operará en régimen de autoconsumo, ya que la potencia eléctrica basal del hospital es superior a 2.000 kW, para ello la energía generada por la cogeneración se conectará a la red de 13,2 kV de los centros de transformación existentes del hospital.

Las características técnicas del suministro eléctrico del grupo motor-generator son:

Características eléctricas del grupo motor-generator	
Tensión se suministro	400 V
Potencia eléctrica del módulo cogenerador	2.022 kW
Potencia generador síncrono en continuo	2.500 kVA
Factor de potencia	0,8
Frecuencia de la corriente alterna senoidal	50 Hz

**Tabla 4. Características eléctricas módulo G3520E. Fuente: CATERPILLAR**

Para la interconexión de la cogeneración con la red de A.T. de 13,2 kV del hospital, se ha previsto un edificio de hormigón modular junto al contenedor del grupo cogenerador, que alojará la aparamenta a utilizar formada por celdas prefabricadas en envolvente metálica que utilizan el SF6 como elemento aislante, todas ellas para la tensión nominal de 24 kV.

En el edificio prefabricado se dispondrá de una celda con puerta exclusiva para el transformador de potencia del tipo aislamiento en seco, encapsulado en resina epoxi provisto de ventilación forzada para sus devanados mediante turboventiladores accionados por sondas PT-100 y control de temperaturas con accionamientos para alarmas y disparo.

Para la alimentación de los servicios auxiliares del edificio prefabricado se ha previsto un transformador trifásico reductor de 50 kVA, relación 13,2/0,42 kV, tensión secundaria en vacío de 420 V, regulación  $\pm 2,5$  %,  $\pm 5$  % y grupo de conexión Dyn11.

El esquema eléctrico de los equipos instalados en el edificio prefabricado es el que se muestra en la siguiente figura.

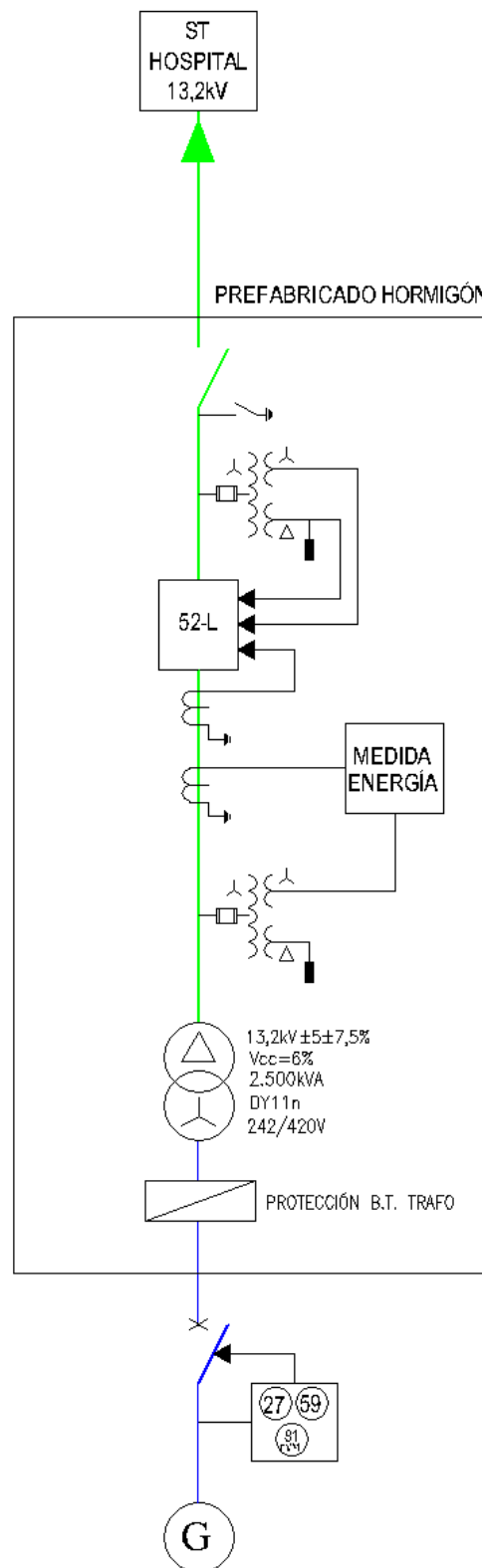


Figura 24. Esquema unifilar prefabricado de hormigón

La cogeneración no se considera un suministro complementario de reserva, ya que este servicio está cubierto por los grupos electrógenos existentes en el hospital. En el caso de ausencia de suministro normal, la cogeneración deberá desacoplarse ya que no está dimensionada para proporcionar la potencia total demandada por el suministro complementario.

#### 4.4.1 Instalación en Alta Tensión

Características Centro de Transformación	
Tensión Primaria	13,2 kV $\pm 5\%$ $\pm 7,5\%$
Tensión Secundaria	3 x 242/420 V
Potencia a Plena Carga disponible	2.500 kVA
Frecuencia nominal	50 Hz
Tensión asignada en la aparamenta	24 kV
Poder de corte en cortocircuito	16 kA

**Tabla 5. Características Centro de Transformación. Fuente: HOSPITAL**

La ventilación forzada del transformador del tipo encapsulado en resina epoxi, controlada por la temperatura de los devanados del mismo, permitirá que el transformador trabaje a menor temperatura y con ello aumentar su vida útil.

El empleo de transformadores tipo encapsulado en resina epoxi, tiene las siguientes ventajas con respecto a los de aceite:

- Mejor comportamiento frente al fuego, pues tienen menos carga de fuego y mayor resistencia al mismo.
- No necesitan depósito ni canalizaciones de drenaje para líquidos.

- No es de obligado cumplimiento la extinción automática de incendios en el local que alberga al Centro de Transformación.

En el centro de transformación se establecerán los siguientes enclavamientos:

- Entre seccionador e interruptor de corte correspondientes a la misma celda.
- Entre interruptor de protección del transformador en A.T. y la apertura de la puerta que da acceso a la celda que alberga a dicho transformador.
- Entre interruptores de protección en A.T. y en B.T.

El enlace entre los centros de transformación de cogeneración y el de la subestación del hospital, estará constituido por tres cables unipolares de campo radial y aislamiento en seco 12/20 kV con sección de  $95 \text{ mm}^2$  en aluminio, canalizado en tubo enterrado hasta su conexión con el edificio y sobre bandeja en la galería del hospital.

El armario de contadores estará situado fuera de la celda de medida, en el propio prefabricado de hormigón.

El número de puestas a tierra independientes serán: una de protección de alta tensión y una para el neutro del transformador de potencia.

Los electrodos de puesta a tierra a instalar se corresponderán con alguna de las configuraciones UNESA, realizándose el enlace entre el electrodo y el puente de comprobación mediante cable en cobre aislamiento 0,6/1 kV de  $120 \text{ mm}^2$  de sección.

Los elementos de servicio, donde se incluyen banqueta aislante, pértiga de comprobación, manivelas, guantes aislantes, equipo de primeros auxilios, etc. a 24 kV, estarán todos a la vista, fijados y ordenados para su revisión o utilización si viene al caso. Además se instalará enmarcado y colgado en pared un esquema de la instalación donde quedarán reflejados los enclavamientos y maniobras permitidas entre celdas y apartamenta; en él también se incluirá una placa explicativa de primeros auxilios en caso de accidente.

El prefabricado de hormigón dispondrá de un mallazo de 30x30 cm formado por redondo de 4 mm de diámetro como mínimo. Este mallazo quedará enlazado con la red de protección en A.T. al menos en dos puntos.

## **4.4.2 Instalación en Baja Tensión**

### **4.4.2.1 Cuadro de Potencia del Módulo Cogenerador**

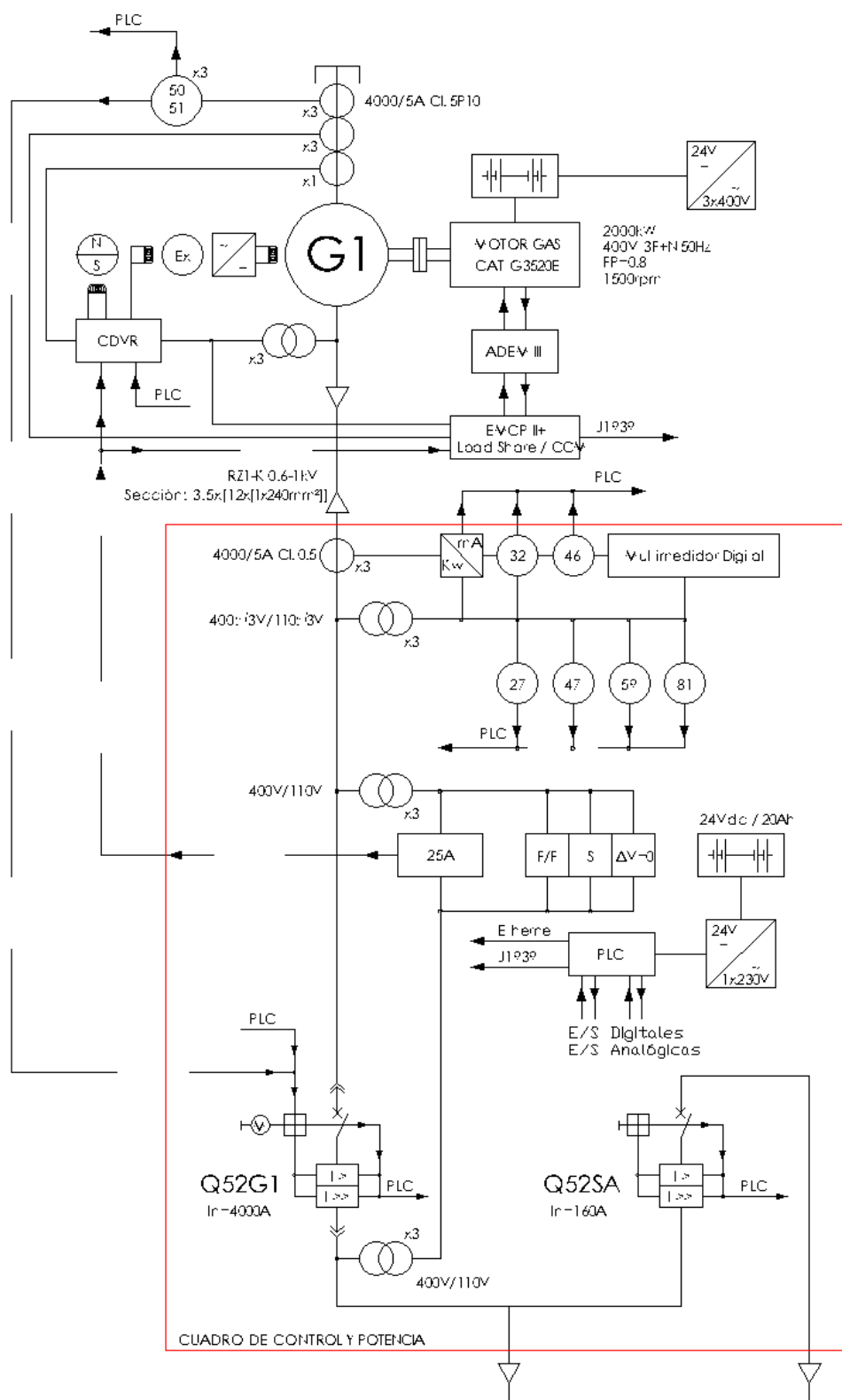
Este cuadro tiene las funciones de maniobra, protección y seccionamiento de las líneas de llegada del grupo cogenerador y la salida al prefabricado del centro de transformación. Está ubicado en el interior del contenedor del cogenerador.

### **4.4.2.2 Cuadro de Control del Módulo Cogenerador**

El cuadro de control dispondrá de un autómata programable, con módulo de alimentación, tarjeta de ampliación de memoria, tarjeta de red Ethernet con protocolo TCP/IP para la comunicación con el sistema de control de motor, módulos de enlace RS485, módulo de entradas-salidas digitales y módulos de entrada-salidas analógicas.

Dispondrá de un terminal de diálogo LCD con pantalla táctil, enlace con red Ethernet y de un relé con las siguientes funciones de protección:

- ANSI 3x50/51 (máxima intensidad de fases).
- ANSI 50N/51N (máxima intensidad de defecto a tierra).
- ANSI 32 (máxima potencia activa direccional).
- ANSI 46 (máxima intensidad secuencia inversa).
- ANSI 3x59 (máxima tensión de fases).
- ANSI 47 (máxima tensión de secuencia inversa).
- ANSI 81 (máxima y mínima frecuencia).



**Figura 25. Esquema unifilar del cuadro de control y potencia del grupo G3520E.**  
**Fuente: CATERPILLAR**

#### **4.4.2.3 Cuadro de servicios auxiliares del módulo cogenerador**

En el interior del contenedor del grupo cogenerador se dispondrá de un cuadro de servicios auxiliares.

#### **4.4.2.4 Cuadro de protección del transformador elevador**

Su función es la protección y seccionamiento de las líneas eléctricas del transformador elevador. Se ha previsto un interruptor automático de bastidor abierto, extraíble de 4.000 A y un poder de corte mínimo de 65 kA, relés electrónicos 4P+4R, siendo el neutro igual al de la mitad de la fase.

#### **4.4.2.5 Cuadro de servicios auxiliares del centro de transformación**

El cuadro será de montaje superficial, formado por envoltorio de material plástico, disponiendo de puerta abisagrada para acceder al accionamiento de la aparamenta, e irá provisto de cerradura con llave. La fila superior la ocupará el interruptor general y los distribuidores, reservándose la fila inferior para las bornas de salida, incluidas las del cableado de alarmas, control y mando de la G.T.C., habiéndose previsto a tal efecto contactos auxiliares en los DDRs para el control de la alarma de disparo.

El cuadro con todos sus interruptores cerrados, estará probado y certificado para una tensión asignada a impulso de 3 kV.

El cuadro se suministrará cableado y con salidas provistas de bornas que servirán de conexión a los circuitos y a la intervención de la G.T.C. Estas bornas irán en una fila registrable independiente de los interruptores.

Los interruptores de máxima corriente destinados a la protección del alumbrado y tomas de fuerza, se han proyectado curva C. Estos interruptores disponen de un poder de corte igual o superior a 6/10 kA, siendo del tipo modular con relés fijos de 10 A para alumbrado y de 16 A



para tomas varias de fuerza (16 A + T), tal y como se refleja en el plano de fuerza.

Todos los dispositivos de disparo por corriente diferencial residual (DDRs) proyectados con 30 mA, son superinmunizados.

La conexión entre cada DDR y el interruptor automático estará diseñada para una intensidad de 40 A o superior, y en el caso de realizarse con cable, la sección del mismo tendrá que ser de  $16 \text{ mm}^2$  como mínimo.

Para el enlace entre las salidas de los interruptores de 10 A y 16 A con las bornas, se instalará un conductor de  $4 \text{ mm}^2$  de sección como mínimo.

Desde el cuadro de servicios auxiliares del centro de transformación también se realizará la protección y accionamiento de la ventilación forzada de la sala y de la ventilación forzada de los devanados.

#### **4.4.3 Líneas Eléctricas de Baja Tensión**

Estas líneas son las que enlazan las bornas del alternador con el cuadro de potencia del módulo generador, y los que unen este último con el transformador elevador, previo enlace con el cuadro de protección del transformador de potencia.

Su realización se ha previsto en cable de cobre con aislamiento en polietileno reticulado, autoextinguible, bajo en la emisión de humos y cero halógenos, correspondiendo con la designación RZ1-0,6/1 kV.

Estas líneas se formarán con cables unipolares agrupados en ternas con neutro compensador, en una atarjea registrable.

#### **4.4.4 Distribuciones Eléctricas**

Comprende la realización y alimentación, a partir de las bornas de salida del cuadro de servicios auxiliares del centro de transformación, de puntos de luz y tomas de corriente para usos varios.



En la determinación del material incluido en la medición del punto de luz, se ha tenido en cuenta a partir de la caja de derivación, tanto el circuito de salida al punto de luz como el correspondiente a los interruptores que lo accionan cuando sea este el caso.

Se han proyectado circuitos independientes con protección contra contactos indirectos para: la instalación de alumbrado (30 mA) y la instalación de tomas de corriente usos varios (30 mA). Todo ello con el fin de aislar los disparos ocasionales de las protecciones que, por causas ajenas a una u otra instalación, dieran lugar a la falta de suministro.

La realización de los circuitos será vista y mediante tubo aislante rígido para curvar en caliente. Se utilizará en todos los casos abrazadera metálica adecuada al diámetro del tubo.

Los conductores previstos para esta instalación son de cobre aislamiento V-750, autoextinguible, bajo en la emisión de humos y cero halógenos, designación ES07Z1-U y ES07Z1-R. Los cables serán de hilo rígido, y en caso de utilizarse cablecillo ES07Z1-K, sus conexiones se realizarán en todos los casos con terminales de presión. La forma de instalación corresponderá con la identificada como tipo B en la tabla 1, columna 5 de la ITC-BT-19 del vigente REBT.

El tamaño de las cajas de registro será adecuado al número y diámetro de los tubos a alojar, debiendo utilizar cajas estancas en canalizaciones vistas.

Los mecanismos a instalar serán como mínimo de 10 A en interruptores y de 16 A para tomas de corriente.

Las tomas eléctricas no previstas con mecanismo, se dejarán en una caja de registro provista de bornas de conexión.

Los colores de los conductores corresponderán con el código establecido en el REBT (ITC-BT-19 apartado 2.2.4), utilizando en toda la instalación el negro para la fase “L1”, marrón para la “L2” y gris para la “L3”. Cuando por el tipo de conductor a utilizar (cables manguera) no se pueda guardar rigurosamente este código y norma, las puntas de los cables deberán ser señalizadas con el color aquí establecido. Asimismo todos los componentes visibles de la instalación tales como interruptores, pulsadores, bases de toma de corriente, luminarias, etc., estarán señalizadas con un número

coincidente con el del circuito que lo alimenta desde el cuadro. Esta señalización será clara e indeleble en su rotulación.

El cuadro de protección, además de los sistemas de protección contra sobreintensidades y cortocircuitos definidos anteriormente, disponen de interruptores de máxima corriente asociados a dispositivos de corriente diferencial residual (DDRs) para la protección contra contactos indirectos por fuga de corriente a tierra. La sensibilidad es de 30 mA para alumbrado y fuerza usos varios.

#### **4.4.5 Alumbrado en el interior del prefabricado**

Está constituido por el alumbrado normal y el alumbrado de emergencia.

##### **4.4.5.1 Alumbrado normal**

La iluminación en general se prevé mediante luminarias de montaje superficial del tipo estanco con difusor prismático, que utilizan lámparas fluorescentes lineales T-5.

Desde el punto de vista de la eficiencia energética, todas las luminarias irán equipadas, al menos, con balastos electrónicos de bajas pérdidas, clase A2 según clasificación de CELMA, y cumplirán con los siguientes requisitos:

- Norma UNE-EN-60598 y la ITC-BT-44.
- Reglamento 347/2010 de la Comisión Europea en cuanto a requisitos de diseño ecológico para lámparas fluorescentes sin balastos integrados, lámparas de descarga de alta intensidad, así como para balastos y luminarias que puedan funcionar con dichas lámparas.
- Quedará asegurada la iluminación adecuada para la seguridad, cumpliendo el Código Técnico de la Edificación en su apartado DB SU-4.

#### 4.4.5.2 Alumbrado de emergencia

Lo constituyen el alumbrado de seguridad en sus acepciones de evacuación y ambiente.

Para el alumbrado de seguridad se ha utilizado en todos los casos aparatos autónomos de emergencia de una hora de autonomía con funcionamiento automático por fallo en el suministro normal y corte breve (igual o inferior a 0,5 segundos), que reciben tensión y suministro para la carga de sus propios acumuladores mediante los circuitos del alumbrado normal protegidos por los mismos interruptores de “máxima corriente” destinados a los propios locales donde ellos están ubicados. Mediante esta forma de instalación, también entrarán en funcionamiento dichos aparatos de emergencia, en estos locales, cuando se produzca el corte de dichos interruptores de “máxima corriente” destinados al local. Las iluminancias previstas cumplen con las exigibles por el R.E.B.T. en su ITC-BT-28 apartados 3.1.1 y 3.1.2 y con el Artículo 12 del CTE, punto 12.4, siendo como mínimo de 3 lux (5 lux en equipos de incendio y cuadros eléctricos) para el alumbrado en vías de evacuación, y de 0,5 lux para el alumbrado ambiente.

#### 4.4.6 Redes de puesta a tierra

Se han proyectado las siguientes redes de puesta a tierra independientes:

- Red de puesta a tierra de protección en media tensión. Esta red pondrá a tierra todos los elementos metálicos de la instalación de media tensión que normalmente no están sometidos a ella. Incluso se conectará a esta red la malla equipotencial prevista en el suelo del local destinado a centro de transformación.
- Redes de puesta a tierra de neutros de transformadores (servicio). Esta red pondrá a tierra independiente el neutro del transformador.
- Red de puesta a tierra de protección en baja tensión. Esta red pondrá a tierra todas las partes metálicas de la instalación de baja

tensión que normalmente no están sometidas a ella; para lo cual se ha previsto una red de conductores en color amarillo-verde que uniéndolos entre sí las pone a tierra mediante un electrodo formado por picas de acero cobrizado.

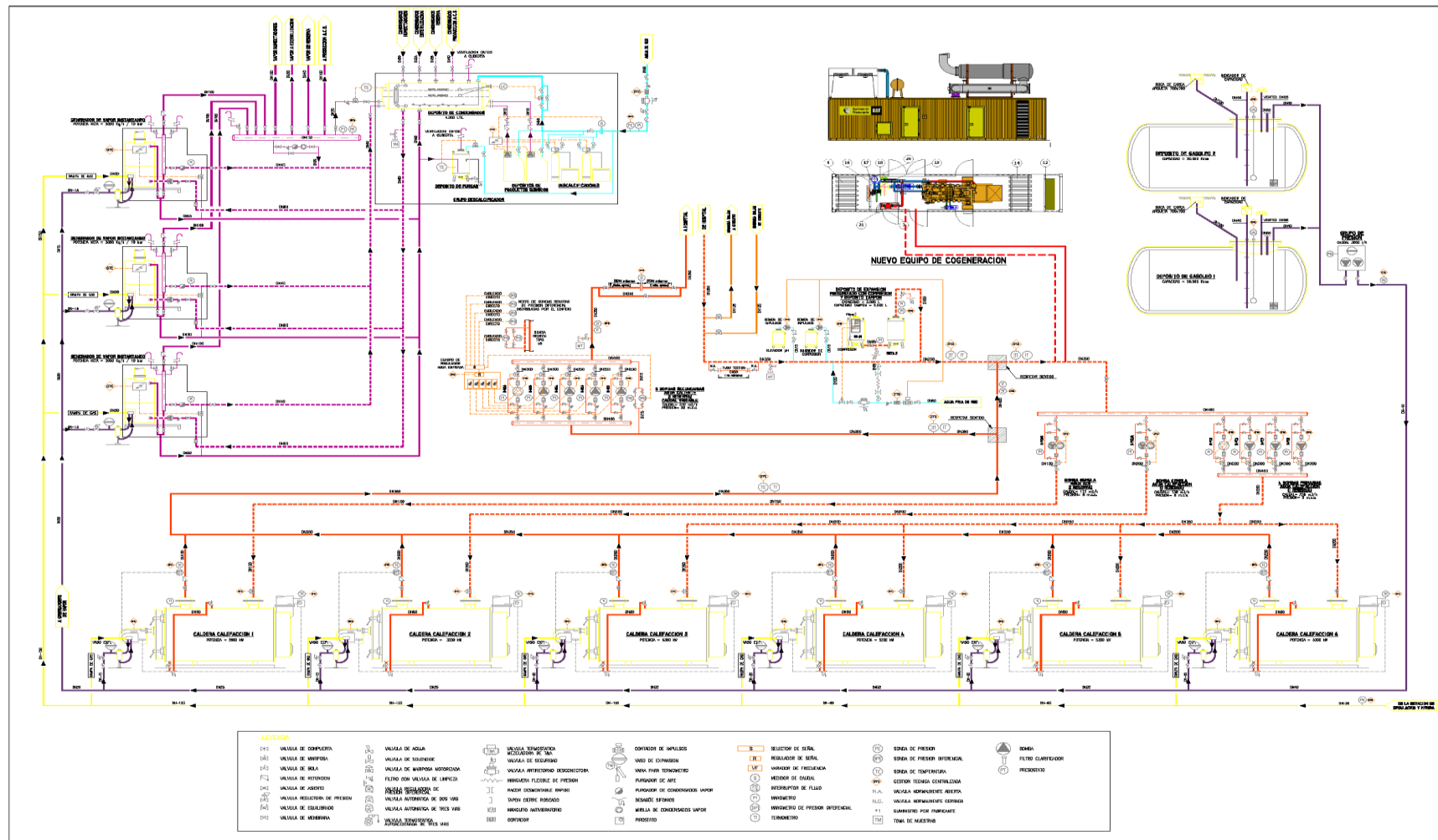
Los puentes de comprobación a situar centralizados, se realizará con cable aislado tensión de aislamiento 0,6/1 kV.

Los puentes de comprobación irán alojados en cajas aisladas individuales tensión de aislamiento igual o superior a 5 kV.

## **4.5 Planos**

### **4.5.1 Esquema de principio**

En los siguientes esquemas, se puede ver como se acopla el motor de cogeneración en el sistema hidráulico existente.



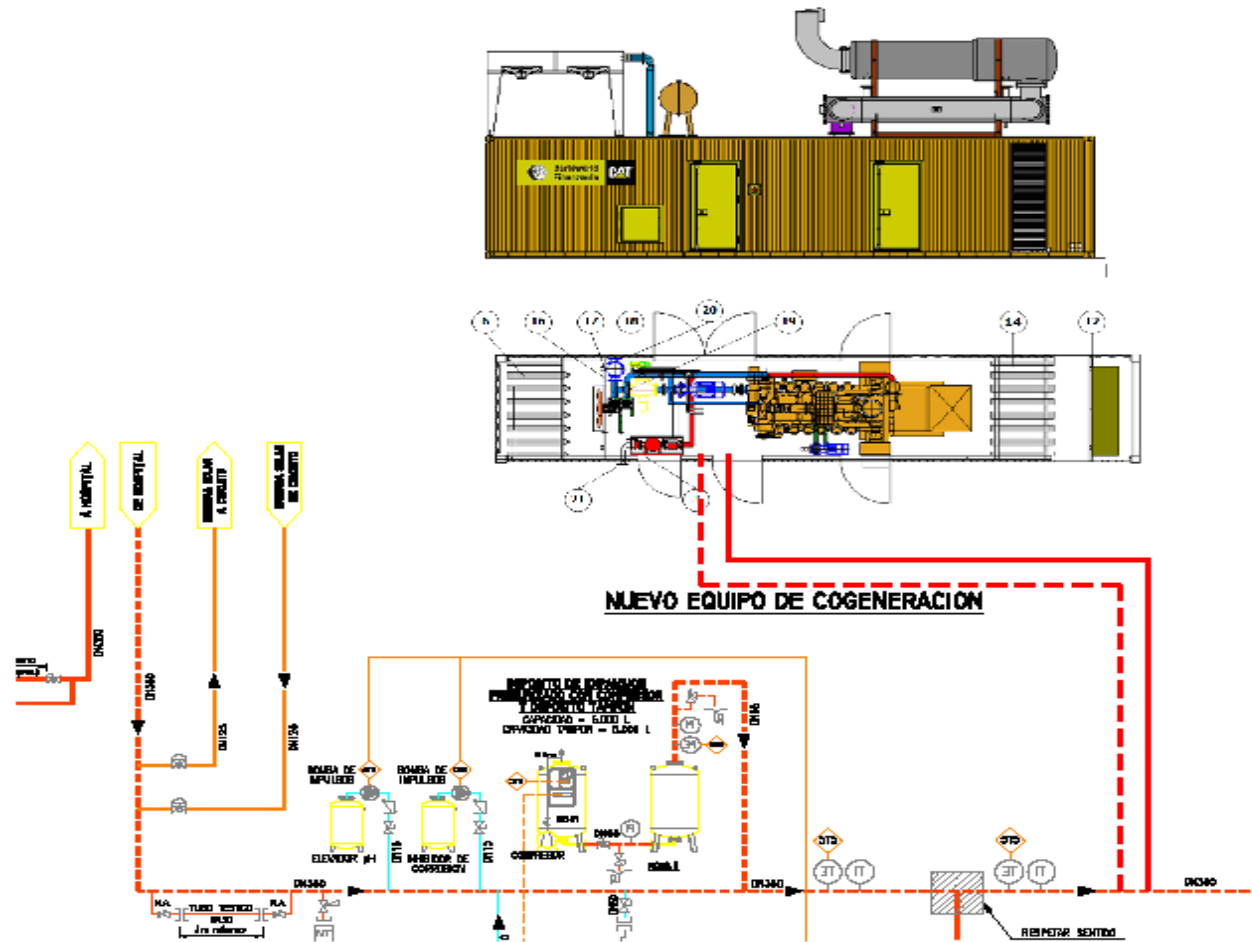


Figura 27. Esquema de principio (2)

## **5. ESTUDIO ECONÓMICO**

### **5.1 Introducción**

El estudio económico es imprescindible a la hora de estudiar la viabilidad de la implantación de una planta de cogeneración, como la que se describe en este documento.

La rentabilidad de una instalación de cogeneración depende hoy en día de dos factores:

- El aprovechamiento térmico de la instalación. Esto es, si la instalación industrial que demanda la energía térmica, que produce la planta de cogeneración, es capaz de utilizarla de forma rentable.
- Los costes de electricidad y/o incentivo adicional. Es necesario analizar los costes eléctricos, hacer una proyección de los incrementos futuros, y analizar la posibilidad de recibir un incentivo adicional.

Para determinar si la solución propuesta es viable desde el punto de vista económico, se deben comparar los costes energéticos de la situación sin cogeneración con respecto a los costes de inversión, operación y mantenimiento de la planta de cogeneración. Además es necesario analizar los posibles incentivos que se establezcan normativamente.

### **5.2 Indicadores económicos**

Los indicadores económicos que se utilizan para evaluar la viabilidad o rentabilidad de una inversión son los siguientes:



### 5.2.1 Período de retorno bruto de la inversión

Este parámetro, conocido también como PAYBACK, calcula el tiempo que se tarda en recuperar la inversión realizada mediante los flujos netos de caja. Es decir, el tiempo necesario para que las entradas de caja generadas por la inversión, cubran todas las salidas originadas por la misma.

$$\text{PAYBACK} = A - \frac{\sum \text{FLUJOS CAJA ANT. RI.} - I_0}{\text{FLUJO CAJA AÑO RI.}}$$

A = Año anterior al que se recupera la inversión

$\sum \text{FLUJOS CAJA ANT. RI.}$  = Sumatorio de los flujos de caja de los años anteriores al que se recupera la inversión

$I_0$  = Inversión inicial

FLUJO CAJA AÑO RI. = Flujo de caja del año en el que se recupera la inversión

### 5.2.2 Valor Actual Neto (VAN)

Este parámetro se define como la diferencia que hay entre el valor actual de todos los flujos netos de caja y la inversión realizada. Esta actualización del valor de los flujos de caja se realiza mediante una tipo de interés.

El VAN da una idea de la rentabilidad de la inversión, es decir, para conocer si la inversión es rentable el VAN debe ser igual o superior a cero.

$$\text{VAN} = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{\text{FLUJO CAJA ANUAL}}{(1 + k)^t}$$

$I_0$  = Inversión inicial

$n$  = período a evaluar

$k$  = tipo de interés

### 5.2.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Este parámetro se define como aquel tipo de interés que hace que el VAN sea igual a cero, es decir, es aquella tasa que hace que el valor actual de los flujos netos de caja sean iguales a la inversión.

Si el TIR es superior al coste de financiación requerida, significa que la inversión es rentable, por lo tanto, cuanto más alto sea el TIR más rentable será la inversión realizada.

## 5.3 Estudio económico SIN cogeneración

La facturación económica del edificio sin implantar la instalación de cogeneración se compone de un consumo eléctrico para abastecer todos los servicios (climatización, alumbrado y fuerza), y de un consumo térmico para vapor, agua caliente y frío.

Precios compra combustibles a mercado	
Precio promedio eléctrico [€/ kWh]	0,097
Precio GN [€/ kWh]	0,041

Tabla 6. Precio combustibles

- Factura eléctrica sin cogeneración.

Con los consumos estimados y el precio medio de electricidad de este suministro se fija el coste del servicio.

Como la demanda eléctrica del hospital es de 30 GWhe al año, el coste de electricidad es el siguiente:

$$30.000.000 \text{ kWh} \times 0,097 \text{ €/kWh} = 2.910.000 \text{ €}$$

- Factura térmica sin cogeneración

Con los consumos totales de gas medios suministrados y el coste medio del gas natural obtenido de la información facilitada por el hospital, se alcanzaría una facturación por consumo de dicho combustible.

Como la demanda térmica del hospital es de 14.000.000 GWht al año, el coste térmico es el siguiente:

$$14.000.000 \text{ kWh} \times 0,041 \text{ €/kWh} = 574.000 \text{ €}$$

## 5.4 Estudio económico CON cogeneración

Con los datos del fabricante de la potencia eléctrica de 2.022 kW<sub>e</sub> y de la potencia térmica de 2.304 kW<sub>t</sub> y con el número de horas estimadas de funcionamiento se obtiene tanto el consumo eléctrico como el consumo de calor.

Consumos energéticos iniciales	
Consumo eléctrico [kWh]	14.154.000
Consumo calor [kWh]	16.128.000

Tabla 7. Consumos energéticos iniciales

Tanto con los consumos estimados de electricidad y de gas natural y sus costes medios (información facilitada por el hospital), se obtiene el coste total de los servicios.

Considerando que el rendimiento de la caldera es de un 92% y si la revisión del precio de la electricidad es de un 2% y del gas natural es de un 4%, los costes que se tienen en los diez años siguientes son:

Año	Coste electricidad [€]	Coste GN parcial a calderas [€]	Coste total [€]	Coste total acumulado [€]
1	1.372.938,00	718.747,83	2.091.685,83	2.091.685,83
2	1.400.396,76	747.497,74	2.147.894,50	4.239.580,33
3	1.428.404,70	777.397,65	2.205.802,34	6.445.382,67
4	1.456.972,79	808.493,55	2.265.466,34	8.710.849,01
5	1.486.112,24	840.833,30	2.326.945,54	11.037.794,55
6	1.515.834,49	874.466,63	2.390.301,12	13.428.095,67
7	1.546.151,18	909.445,29	2.455.596,47	15.883.692,15
8	1.577.074,20	945.823,11	2.522.897,31	18.406.589,46
9	1.608.615,69	983.656,03	2.592.271,72	20.998.861,17
10	1.640.788,00	1.023.002,27	2.663.790,27	23.662.651,44

**Tabla 8. Costes electricidad y gas natural**

Para poder comprobar la viabilidad de la instalación, se calculan los costes en los que se incurre una vez instalado el sistema de cogeneración.

Actualmente las instalaciones de cogeneración actúan con la opción denominada todo-todo, que consiste en vender toda la producción y comprar a la compañía eléctrica toda la demanda eléctrica, teniendo en

cuenta los precios de venta al mercado de producción de la electricidad generada más los incentivos que se establezcan, o con la opción de autoconsumo.

Se realiza el cálculo económico sobre el potencial ahorro que la cogeneración, sin tener en cuenta ningún incentivo, puede aportar al hospital con todas las consideraciones y datos estimados.

Como se puede ver en la siguiente tabla, los costes corresponden a la compra de gas natural para el consumo de 14.154.000 kWh del motor de cogeneración con un rendimiento eléctrico a plena carga del 42,7 %. Además se detallan los costes asociados a este tipo de instalaciones, como pueden ser los impuestos, el mantenimiento de los equipos adquiridos y su seguro correspondiente, todos ellos incrementados, incluido el coste de gas natural, año a año por un IPC estimado del 2,5 %.

Año	Coste GN [€]	Impuesto céntimo verde [€]	Mantenimiento [€]	Seguro [€]	Coste total [€]	Coste total acumulado [€]
1	1.359.049,18	98.319,98	180.000,00	5.000,00	1.642.369,16	1.642.369,16
2	1.413.411,15	100.777,98	184.500,00	5.125,00	1.703.814,13	3.346.183,29
3	1.469.947,59	103.297,43	189.112,50	5.253,13	1.767.610,65	5.113.793,95
4	1.528.745,50	105.879,87	193.840,31	5.384,45	1.833.850,13	6.947.644,08
5	1.589.895,32	108.526,87	198.686,32	5.519,06	1.902.627,57	8.850.271,64
6	1.653.491,13	111.240,04	203.653,48	5.657,04	1.974.041,69	10.824.313,33
7	1.719.630,77	114.021,04	208.744,82	5.798,47	2.048.195,10	12.872.508,43
8	1.788.416,01	116.871,56	213.963,44	5.943,43	2.125.194,43	14.997.702,86
9	1.859.952,65	119.793,35	219.312,52	6.092,01	2.205.150,54	17.202.853,40
10	1.934.350,75	122.788,19	224.795,33	6.244,31	2.288.178,59	19.491.031,98

**Tabla 9. Costes CON cogeneración**

En la siguiente tabla se observan los ahorros obtenidos tras la inversión inicial realizada, cuyo coste asciende a un total de **1.850.000,00 €**, correspondiente a la obra civil, el apantallamiento exterior del grupo carenado, las actuaciones mecánicas y eléctricas y principalmente al suministro del grupo cogenerador.

Año	Ahorros energéticos [€]	Ahorros generados [€]	Ahorros acumulados [€]	Porcentaje de ahorro [%]	Inversión [€]	PAYBACK [€]
1	732.636,65	449.316,66	449.316,66	21,48	1.850.000,00	-1.400.683,34
2	734.483,35	444.080,37	893.397,03	21,07		-956.602,97
3	735.854,75	438.191,69	1.331.588,72	20,66		-518.411,28
4	736.720,85	431.616,21	1.763.204,94	20,24		-86.795,06
5	737.050,22	424.317,97	2.187.522,91	19,82		337.522,91
6	736.809,99	416.259,43	2.603.782,34	19,39		753.782,34
7	735.965,70	407.401,38	3.011.183,72	18,96		1.161.183,72
8	734.481,30	397.702,87	3.408.886,59	18,52		1.558.886,59
9	732.319,07	387.121,18	3.796.007,78	18,08		1.946.007,78
10	729.439,52	375.611,68	4.171.619,46	17,63		2.321.619,46

**Tabla 10. PAYBACK**

## 5.5 Cálculos de indicadores

### 5.5.1 PAY-BACK

$$\text{PAYBACK} = 4 - \frac{1.763.204,94 \text{ €} - 1.850.000,00 \text{ €}}{424.317,97 \text{ €}} = 4,20 \text{ años}$$

### 5.5.2 VAN

Para calcular el VAN se ha tenido en cuenta un período de 10 años (n) y un tipo de interés (k) del 12%.

$$VAN = 740.164 \text{ €}$$

### 5.5.3 TIR

$$TIR = 16,75 \%$$

## 6. CONCLUSIONES

A la luz de los datos obtenidos de los distintos parámetros calculados, se observa que el período de recuperación de la inversión es relativamente corto (algo superior a 4 años). Además, tanto el valor del VAN como del TIR son bastante altos, y en concreto el valor del TIR es superior al tipo de interés aplicado en el cálculo del VAN.

Se considera, desde el punto de vista de la rentabilidad que la inversión en un sistema de cogeneración es viable, aún en el período de incertidumbre en el que se encuentran las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- “Cogeneración: diseño, operación y mantenimiento de plantas de cogeneración” Autores: Santiago García Garrido y Diego Fraile Chico. Editorial: Díaz de Santos. 2008.
- “Guía de la Cogeneración” Fenercom de la Comunidad de Madrid. 2010.
- “Boletín de Estadísticas Energéticas de Cogeneración. Año 2012”. IDAE.
- “Introducción a la Cogeneración”. Autor: Javier Irigaray Imaz, Editorial: Unicopia (Servicio de Publicaciones de la E.S.I., de San Sebastián) 2000.
- “PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES DE ESPAÑA (PANER) 2011 – 2020”. IDAE.
- “PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES (PER) 2011 – 2020”. IDAE.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/1045/2014, de 6 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/1344/2015, de 2 de julio, por la que se aprueban las instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Direcciones web:

- Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN):  
<http://www.acogen.org/>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE):  
<http://www.idae.es/>
- Motores de cogeneración: [http://www.cat.com/es\\_ES.html](http://www.cat.com/es_ES.html)





- ENDESA: <http://www.endesa.com/es/home>
- Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid: <http://www.fenercom.com/>
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR): <http://www.minetur.gob.es/>
- Grupo AB: <http://www.gruppoab.it/es/>
- GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN: <http://www.gasnaturaldistribucion.com/>
- CLIMÁNTICA: <http://www.climantica.org/>
- HÍBRIDOS Y ELÉCTRICOS: <http://www.hibridosyelectricos.com/>

## **8. ANEXOS**

### **8.1 ANEXO 1. Listado de figuras**

- Figura 1: Diagrama de cogeneración
- Figura 2: Diagrama comparativo entre producción con cogeneración y producción separada
- Figura 3: Esquema de planta de cogeneración con turbina de gas
- Figura 4: Esquema de planta de cogeneración con turbina de gas en ciclo combinado
- Figura 5: Esquema de planta de cogeneración con turbina de vapor
- Figura 6: Esquema de planta de cogeneración con motor alternativo
- Figura 7: Esquema de planta de cogeneración con motor alternativo sin caldera de recuperación
- Figura 8: Esquema de planta de cogeneración con motor alternativo en ciclo combinado
- Figura 9: Esquema simplificado unidad de absorción
- Figura 10: Esquema de planta de trigeneración con motor alternativo
- Figura 11: Esquema de planta convencional

- Figura 12: Esquema de planta de microgeneración
- Figura 13: Esquema de pila de combustible (Hidrógeno)
- Figura 14: Esquema de motor Stirling simple
- Figura 15: Evolución Nacional Potencia Instalada
- Figura 16: Distribución de las instalaciones por rango de potencia instalada
- Figura 17: Potencia instalada por CCAA
- Figura 18: Estructura de la producción eléctrica
- Figura 19: Balance cogeneración 2014
- Figura 20: Histórico potencia térmica demandada hospital
- Figura 21: Histórico potencia eléctrica demandada hospital
- Figura 22: Representación esquemática (1) motor-generador G3520E
- Figura 23: Representación esquemática (2) motor-generador G3520E
- Figura 24: Esquema unifilar prefabricado de hormigón
- Figura 25: Esquema unifilar del cuadro de control y potencia del grupo G3520E
- Figura 26: Esquema de principio (1)
- Figura 27: Esquema de principio (2)

## **8.2 ANEXO 2. Listado de tablas**

- Tabla 1: Superficie construida por áreas
- Tabla 2: REE
- Tabla 3: Prestaciones módulo G3520E
- Tabla 4: Características eléctricas módulo G3520E
- Tabla 5: Características Centro de Transformación
- Tabla 6: Precio combustibles
- Tabla 7: Consumos energéticos iniciales
- Tabla 8: Costes SIN cogeneración
- Tabla 9: Costes CON cogeneración
- Tabla 10: PAYBACK

## 8.3 ANEXO 3. Características técnicas catálogo módulo G3520E



Módulo cogeneración Agua y Escape  
Caterpillar G3520E  
2022 kW

### DATOS TÉCNICOS G3520E

VELOCIDAD MOTOR (RPM)	1.500	COMBUSTIBLE	Gas Natural
RELACION DE COMPRESION	11,6:1	PCI GAS (MJ/Nm³)	39,5
TEMP. ENTRADA 1ª ETAPA POSTENFRIADOR (°C)	92	Nº DE METANO MINIMO	70
TEMP. ENTRADA 2ª ETAPA POSTENFRIADOR (°C)	54	PRESION GN ENTRADA (kPa)	3,5 - 34,5
TEMP. SALIDA AGUA DE CAMISAS (°C)	99	ALTITUD (m)	250
SISTEMA DE ENCENDIDO	ADEM3	TEMP. AIRE AL TURBO (°C)	25
COLECTOR DE ESCAPE	SECO	EMISIONES NO <sub>x</sub> (mg/Nm³)	500

### POTENCIAS Y RENDIMIENTOS

	Notas	% CARGA	100%	75%	50%
POTENCIA AL FRENO	(1)	kW <sub>m</sub>	2.100	1.570	1.050
POTENCIA ELECTRICA (cosφ=1)	(2)	kW <sub>e</sub>	2.022	1.517	1.015
<b>RENDIMIENTO ELECTRICO (ISO 3046/1)</b>		<b>%</b>	<b>42,7</b>	<b>41,4</b>	<b>39,2</b>
RENDIMIENTO DEL MOTOR (NOMINAL)	(3)	%	42,9	41,5	39,3
RENDIMIENTO TERMICO (NOMINAL)	(4)	%	45,0	45,8	48,0
RENDIMIENTO TOTAL (NOMINAL)	(5)	%	86,3	85,9	86,0

<b>CONSUMO DE COMBUSTIBLE (PCI) (ISO 3046/1)</b>	<b>(6)</b>	<b>kW</b>	<b>4.780</b>	<b>3.696</b>	<b>2.608</b>
CONSUMO DE COMBUSTIBLE (ISO 3046/1)	(6)	MJ/bkWh	8,19	8,47	8,94
CONSUMO DE COMBUSTIBLE (NOMINAL)	(6)	MJ/bkWh	8,39	8,67	9,16
CAUDAL VOLUMETRICO DE AIRE (0°C, 101,3 kPa) (HUMEDO)	(7) (8)	Nm³/bkWh	3,84	3,82	3,84
CAUDAL MASICO DE AIRE (HUMEDO)	(7) (8)	kg/bkWh	4,96	4,93	4,97
PRESION EN EL COLECTOR DE ADMISION	(9)	kPa(abs)	382	286	194
TEMPERATURA DE ESCAPE	(10)	°C	455	488	535
CAUDAL VOLUM. GASES ESCAPE (0°C, 101,3 kPa) (HUMEDO)	(11)(8)	Nm³/bkWh	4,07	4,06	4,10
CAUDAL MASICO GASES ESCAPE (HUMEDO)	(11)(8)	kg/bkWh	5,13	5,11	5,16

### DATOS DEL MOTOR

#### EMISIONES

NO <sub>x</sub> (como NO <sub>2</sub> )	(corr. 5% O <sub>2</sub> )	(12)	mg/Nm3 (seco)	500	500	500
CO	(corr. 5% O <sub>2</sub> )	(12)	mg/Nm3 (seco)	1.359	1.292	1.340
THC (peso mol. 15,84)	(corr. 5% O <sub>2</sub> )	(12)	mg/Nm3 (seco)	2.375	2.278	1.840
NMHC (peso mol. 15,84)	(corr. 5% O <sub>2</sub> )	(12)	mg/Nm3 (seco)	551	529	427
NMNEHC (VOCs) (peso mol. 15,84)	(corr. 5% O <sub>2</sub> )	(12)(13)	mg/Nm3 (seco)	238	228	184
HCHO (Formaldehído)	(corr. 5% O <sub>2</sub> )	(12)	mg/Nm3 (seco)	252	251	247
CO <sub>2</sub>	(corr. 5% O <sub>2</sub> )	(12)	g/Nm3 (seco)	215	215	216
O <sub>2</sub> escape		(14)	% seco	9,2	8,8	8,2

#### BALANCE TERMICO

CONSUMO COMBUSTIBLE (PCI)	(NOMINAL)	(15)	kW	4.898	3.784	2.673
POT. TERMICA AGUA CAMISAS (JW)		(16)	kW	571	493	424
POT. TERMICA RADIACION ATMOSFERA		(16)	kW	138	115	92
POT. TERMICA ACEITE (OC)		(16)	kW	124	111	94
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 120°C)		(16)	kW	1.123	925	710
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 1ª ETAPA (AC1)		(16)(17)	kW	384	204	56
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 2ª ETAPA (AC2)		(16)(17)	kW	163	116	67

Nota: datos según hoja de especificación DM8916-00-001 (03Mar2011). Sujeto a cambios sin previo aviso.





Módulo cogeneración Agua y Escape  
Caterpillar G3520E  
2022 kW

POT. TERMICA TOTAL CIRCUITO ALTA TEMP. (JW+OC+AC1)	(18)	kW	1.181
POT. TERMICA TOTAL CIRCUITO BAJA TEMP. (AC2)	(18)	kW	171
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 120°C)	(18)	kW	1.236

Se ha considerado un coeficiente de seguridad del 0% para el dimensionamiento del sist. refrigeración

#### RECUPERACION DE CALOR MINIMA

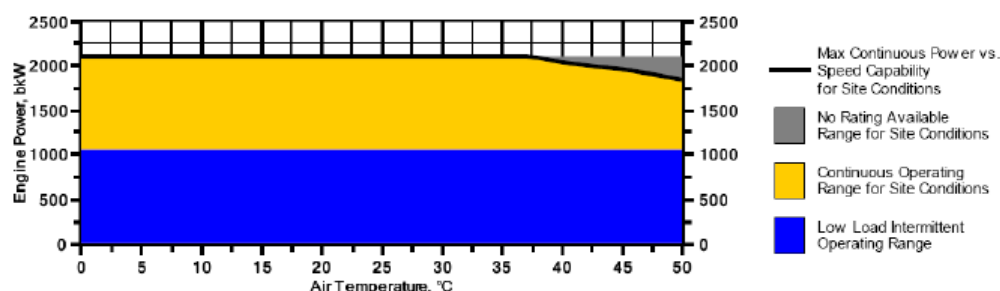
POT. TERMICA TOTAL CIRCUITO ALTA TEMP. (JW+OC+AC1)	(19)	kW	979
POT. TERMICA TOTAL CIRCUITO BAJA TEMP. (AC2)	(19)	kW	155
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 120°C)	(19)	kW	1.011

#### CONDICIONES Y DEFINICIONES

Potencias y rendimientos del motor según ISO 3046/1, para combustible, altitud y temperatura del aire de admisión especificados. El % carga más bajo indicado es el mínimo permitido para operación en servicio continuo. No se admite sobrecarga.

#### POTENCIA DEL MOTOR vs TEMPERATURA AIRE ADMISION

Datos para una altitud de 152 m y 1.500 rpm



#### NOTAS

- Potencia eléctrica para un rendimiento del generador @  $\cos \phi = 1$   
Potencia eléctrica (ekW) = Potencia del motor (bkW)  $\times$  Rendimiento del generador (%)
- Características de funcionamiento no incluyen el accionamiento de las bombas de circulación de agua de refrigeración circuitos de Alta y Baja Temperatura. Tolerancia de la potencia en eje de motor +3%, -0%
- Tolerancia de rendimiento según ISO 3046/1: +0%, -5% del valor indicado a plena carga.  
Tolerancia de rendimiento del motor NOMINAL:  $\pm 2,5\%$  del valor indicado a plena carga
- Rendimiento térmico = (Pot. Térmica en agua camisas + Pot. Térmica en aceite + Pot. Térmica en 1ª etapa postenfriador + Pot. Térmica en escape a 120°C) / Consumo PCI
- Rendimiento total = Rendimiento eléctrico + Rendimiento térmico. Tolerancia:  $\pm 10\%$  plena carga
- Tolerancia de consumo de combustible según ISO 3046/1: +5%, -0% del dato a plena carga.  
Tolerancia de consumo de combustible NOMINAL:  $\pm 2,5\%$  del dato a plena carga
- Aire húmedo. Tolerancia de caudal:  $\pm 5\%$
- Las restricciones en la admisión y en el escape no deben exceder de los límites de instalación basados en los caudales a plena carga indicados
- Tolerancia de presión en el colector de admisión:  $\pm 5\%$
- Tolerancia de temperatura de escape: +35°C, -30°C
- Gases de escape húmedos. Tolerancia de caudal:  $\pm 6\%$
- Niveles de emisiones en brida de escape del motor antes de cualquier tratamiento posterior. Los niveles de emisiones se basan en el motor funcionando en condiciones estables y ajustado al nivel de NOx especificado al 100% de carga y corregido al 5% de O<sub>2</sub> en escape. El número de metano no debe variar más de  $\pm 3$ . Tolerancia de NOx:  $\pm 18\%$  del valor indicado. Todos los valores restantes de emisiones son "valores máximos", superiores a los valores nominales para considerar





Módulo cogeneración Agua y Escape  
Caterpillar G3520E  
2022 kW

- variaciones según instrumentación, medida y de motor a motor. THC, NMHC y NMNEHC no incluyen aldehídos
13. VOCs – Compuestos orgánicos volátiles definidos en US EPA 40 CFR 60, subapartado JJJJ
  14. El nivel de  $O_2$  en escape es resultado de ajustar el motor para operar al nivel de  $NO_x$  indicado. Tolerancia de  $\%O_2$ :  $\pm 0,5$
  15. Tolerancia del consumo de combustible (PCI):  $\pm 2,5\%$
  16. Valores de potencias térmicas para las condiciones indicadas. Las tolerancias son del  $\pm 10\%$  en circuito agua camisas,  $\pm 50\%$  radiación atmósfera,  $\pm 20\%$  en circuito aceite,  $\pm 10\%$  para el escape y  $\pm 5\%$  para el circuito del postenfriador
  17. Potencia térmica postenfriador nominal para las condiciones indicadas y no incluye factor de disipación en postenfriador. Los valores de potencias térmicas a cargas parciales son como referencia solamente
  18. El dimensionamiento del sistema de refrigeración representa la máxima potencia térmica esperada para las condiciones indicadas, aplicando las (+) tolerancias. La potencia térmica postenfriador incluye factor de disipación en postenfriador para la altitud y temperatura de admisión indicados
  19. Los valores de recuperación de calor mínima representan la mínima potencia térmica esperada para las condiciones indicadas, aplicando las (-) tolerancias. No utilizar estos valores para dimensionar el sistema de refrigeración

#### **DIMENSIONES Y PESOS APROXIMADOS**

Longitud .....	13.000 mm
Ancho .....	3.200 mm
Alto .....	5.200 mm
Peso sin líquidos .....	53.000 kg

